



**VIABILIDAD DE UN *PROJECT FINANCE* EN UN MEGAPROYECTO DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA EMPRESA DE ENERGÍA DE
PEREIRA – EEP**

Por

John F. Ramírez

Johana A. López

Tesis presentada como requisito parcial para obtener el título de

Magíster en Administración Financiera

Asesor

Martín C. Villegas

UNIVERSIDAD EAFIT

Pereira, junio, 2020

© 2020 por John F. Ramírez y Johana A. López

Todos los Derechos Reservados

Dedicatoria

A Dios, por colmarme de tantas bendiciones, por estar ahí cuando más lo he necesitado. A mi familia, en especial a mi madre, Luz Marina Vargas, por su amor, comprensión y paciencia. A mi esposo, Alejandro Jaramillo, por sus palabras de aliento y su apoyo incondicional. A mi amigo John Fredy Ramírez, por ayudarme a realizar mis sueños.

Johana Andrea López Vargas

A aquel que día a día nos busca para darnos lo mejor, a aquel en quien creo y a quien amo, a aquel del que espero nunca soltar su mano, a Dios, mi padre. A mi esposa y a mis hijos, por su paciencia, comprensión y apoyo permanente durante mi tiempo de estudio.

John Fredy Ramírez Salcedo

Agradecimientos

Nuestros más sinceros agradecimientos a la Universidad Eafit, por contribuir a nuestro proceso de formación con conocimientos de calidad. Al profesor Martín Calderón, quien nos orientó con sus mejores aportes académicos, por su apoyo incondicional y su dedicación, y por transmitirnos su invaluable conocimiento, infinitas gracias.

Resumen

En este trabajo se presenta un estudio que tenía como fin de evaluar si un proyecto de generación de energía fotovoltaica en la ciudad de Pereira cumplía con los requerimientos del modelo de *project finance* y, además, si era el adecuado para financiar la estructura requerida, comparado con un método de financiamiento convencional. Como metodología, se adelantó una revisión bibliográfica de la generación de energía fotovoltaica, los beneficios del método *project finance* y la financiación tradicional evaluada con Ke. A su vez, se hace una recopilación de datos, se desarrolla un proceso cuantitativo y se estructura un modelo financiero convencional y un modelo de *project finance*, para hacer un comparativo entre ambos métodos. Como resultado, se concluye que el modelo *tradicional* es el más eficiente, derivado de sus mejores métricas, y que el proyecto es viable si hace parte de una compañía y se acoge a los beneficios tributarios.

Palabras clave: *Project finance*, financiación de proyectos, energía solar fotovoltaica, ciudad de Pereira

Abstract

In the present work, a study with the aim of evaluating if a photovoltaic energy generation project in the city of Pereira met the requirements of the *project finance* model is carried out, and moreover, if it was the one adequate to finance the structure required, compared with a conventional financing method. As a methodology, a bibliographic review of the generation of photovoltaic energy, benefits of the *project finance* method and traditional financing treated with Ke was carried out. In turn, a data collection is carried out, a quantitative process is developed, and a conventional financial model and a model *project finance* are structured, to make a comparison between both methods. As a result, it's concluded that the model traditional is the most efficient, derived from its best metrics, and that the project is viable if it is part of the one company and avails of the tax benefits.

Keywords: *Project finance*, project financing, photovoltaic solar energy, city of Pereira

Tabla de contenido

Lista de tablas	VIII
Lista de figuras	IX
1. INTRODUCCIÓN	1
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1 Energía fotovoltaica.....	4
2.1.1 Generación solar fotovoltaica	4
2.1.2 Reglamentación tributaria.....	10
2.1.3 Costo nivelado de energía (LCOE).....	13
2.2 <i>Project finance</i>	18
2.2.1 Características	19
2.2.2 Riesgos	20
2.2.3 Beneficios	21
2.3 Financiación corporativa	23
3. METODOLOGÍA	25
4. RESULTADOS.....	32
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	45
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	48
ANEXOS.....	53

Lista de tablas

Tabla 1	Comparativo de beneficios entre <i>project finance</i> y deuda corporativa	22
Tabla 2	Datos de la planta solar fotovoltaica en la ciudad de Pereira	32
Tabla 3	Radiación y generación de energía según estudio de SolarGreen	33
Tabla 4	Principales variables para determinar el precio de la energía fotovoltaica	35
Tabla 5	Incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014	36
Tabla 6	Comparativo con beneficio tributario y sin beneficio tributario con el modelo tradicional	39
Tabla 7	Comparativo con beneficio tributario y sin beneficio tributario con el modelo <i>project finance</i>	42
Tabla 8	Comparativo entre el método tradicional y el <i>project finance</i> , incluyendo los beneficios.	43

Lista de figuras

Figura 1	Radiación solar diaria promedio por departamento	5
Figura 2	Mapa de Colombia con regiones conectadas a la red (SIN) y regiones fuera de la red (ZNI)	6
Figura 3	Dificultades para la implementación de la energía solar fotovoltaica en Colombia	7
Figura 4	Instrumentos reglamentarios para aumentar la participación de la energía solar fotovoltaica	9
Figura 5	Leyes reguladoras de energía renovables en Colombia	12
Figura 6	Esquema del método de financiación con <i>project finance</i>	19
Figura 7	Resumen de la metodología de la investigación	25
Figura 8	Ubicación del predio	28
Figura 9	Radiación media anual 4,63 kW/m ²	28
Figura 10	Precios de venta de energía	29
Figura 11	Flujo de caja libre y flujo de caja del accionista	37

1. INTRODUCCIÓN

La financiación de proyectos en la actualidad en el mundo está en proceso de recuperación, y día a día muestra mayor crecimiento, en especial en países en desarrollo, y los gobiernos hoy están trabajando en mitigar las recientes crisis financieras de los mercados de financiación de proyectos, en particular al mejorar los procesos de gestión de riesgos.

Por otra parte, las nuevas estructuras e instrumentos innovadores de financiación seguirán evolucionando y teniendo en cuenta la experiencia teórica y práctica derivada de explorar la financiación de proyectos, donde se puede evidenciar que el método *project finance* es eficiente y eficaz en entornos de riesgo.

Con el método *project finance*, las entidades de financiación de proyectos se enfocan principalmente en los flujos de efectivo futuros de la operación como una fuente principal de retorno de sus inversiones; además, dada la escasez de crédito bancario y el sistema legal débil, las opciones de financiación de proyectos de infraestructura están atrayendo cada vez más la atención de los inversores (Yusupov & Abdullah, 2014, p. 320).

Los países pioneros en financiación de proyectos fueron Australia y la India, con proyectos por valor \$30.000 millones y US \$24.300 millones respectivamente (Yusupov & Abdullah, 2014, p. 319). En Colombia, la financiación de proyectos en el sector eléctrico ha sido desarrollada con éxito, tal como lo demuestran Moreno y Monsalve (2016). Igualmente, esta metodología de *project finance* se ha dado especialmente para proyectos que requieren una fuente intensiva de capital, en sectores tales como: minero, energía, telecomunicaciones, transportes, salud, oleoductos entre otros (Molina y Del Carpio, 2004).

En Colombia, según Franco y Gallego (2016) la financiación de proyectos a través de *project finance* se viene dando desde hace más de dos décadas (a partir de 1996), en grandes proyectos como Termobarranquilla, Centragás y Transgás de Occidente, y se ha dado no solo en el sector energético, sino también en el de aguas, transporte portuario e infraestructura; sin embargo, de acuerdo con la Financiera de Desarrollo Nacional (FDN, 2019), en el sector eléctrico, específicamente en el de energía solar, solo se aprobó el primer crédito hasta el mes de mayo de 2019, para el proyecto denominado Parque Solar Bosques de los Llanos 1.

La ciudad de Pereira está desarrollando actualmente (año 2020) la primera granja solar, con capacidad de 6,9 MWp; sin embargo, se pretende aumentar su generación con un proyecto que tenga una capacidad de 19,9 GWp, con el fin de suplir la demanda de energía de la ciudad. Por lo anterior, se requerirá disponer de fuentes de financiación para llevar a cabo su plan de inversión, y es aquí donde se plantea como alternativa de financiación el método *project finance*, más aún si se tiene en cuenta que, según Moreno y Monsalve (2016): “Es un método de financiación especialmente diseñado para estructurar proyectos de capital de gran escala” (p. 10).

En este sentido, la FDN (2019) informa que aprobó un crédito senior por un monto de hasta COP 24.000 millones para un proyecto de este tipo, bajo la modalidad de *project finance*. Por lo anterior se lleva a cabo el presente estudio, para determinar si el proyecto de expansión de la generación de energía fotovoltaica en la ciudad de Pereira cuenta con requerimientos para ser desarrollado bajo este esquema de financiación.

Los flujos de caja estimados para este proyecto de expansión en la ciudad de Pereira son valorados con el fin de evaluar si el método *project finance* es adecuado para financiar el proyecto de inversión; determinar, bajo la premisa de negocio en marcha, si este método puede cubrir su deuda a largo plazo; demostrar por medio de esta metodología si el proyecto es o no es

financieramente viable y si, además, permite o no obtener beneficios tributarios tales como exclusión del IVA, aranceles y descuento de renta, entre otros (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2017).

En el presente trabajo se estudian de manera conjunta las principales características del método *project finance*, sus ventajas y limitaciones, la metodología para su implementación, su método de identificación y de minimización de riesgos, adicional dar a conocer uno de los métodos de financiación de proyectos más utilizados en la actualidad y tener conocimiento amplio de *project finance* para salir al mercado con ventaja competitiva, toda vez que la implementación de este método conduce a que los países se conviertan en un impulsador importante del desarrollo económico en los mercados (Yusupov & Abdullah, 2014, p. 320).

Romero (2010) afirma que las ventajas de la utilización de la energía solar como energía eléctrica son las siguientes: no se tiene límite de energía solar, por tanto se puede captar fácilmente; se evita la importación de energía eléctrica; se puede reducir el precio de la energía, y disminuye la inversión en redes de distribución; se pueden ubicar sistemas fotovoltaicos en cualquier lugar, incluso cuando haya escasez de luz solar; los mantenimientos de los generadores de energía fotovoltaica, así como los costes y la mano de obra, son mínimos; además, los equipos tienen un período de vida útil muy elevado, y son una alternativa para suministrar energía en los sectores donde no se tiene acceso al servicio de energía eléctrica.

Las secciones del trabajo fueron divididas de la siguiente forma: la primera, se enfoca en el suministro de la energía fotovoltaica, el costo nivelado LCOE y los beneficios gubernamentales; la segunda, se orienta hacia el *project finance*, sus ventajas y riesgos; la tercera, es todo lo relacionado con la financiación convencional evaluada con el coste de capital (K_e), y le siguen la metodología, los resultados y las conclusiones del trabajo.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Energía fotovoltaica

2.1.1 Generación solar fotovoltaica

De acuerdo con el informe *Informe General del Mercado Enero 2020*, de oferta y generación energética elaborado por el operador del mercado eléctrico XM (2020), de la matriz energética de generación en Colombia, un 68,72% se obtiene a partir del recurso natural renovable hidráulico, lo que hace al país vulnerable frente a un cambio en el comportamiento del ciclo climático, como lo es el Fenómeno de El Niño.

En el marco del Acuerdo de París COP21, Colombia se comprometió a reducir la emisión de gases de efecto invernadero en un 20% respecto a las emisiones proyectadas para 2030, como parte de sus contribuciones previstas determinadas a nivel nacional. Para ello evaluó por sector económico las posibles medidas que sería necesario implementar. De este análisis obtuvo que la principal estrategia para el sector Energía está basada en el desarrollo de energías renovables, convencionales y no convencionales, que conduzcan a obtener una canasta de generación energética más limpia. Vale la pena mencionar que dentro de las no convencionales se encuentran clasificadas fuentes tales como la solar fotovoltaica y la eólica, entre otras (XM, 2020).

La energía solar fotovoltaica en solo cuatro años (2008-2012) reemplazó el diésel, al ser la alternativa más económica para aumentar el acceso a la electricidad. Mientras en 2018 las energías fotovoltaicas representaban el 0,10% de la capacidad instalada, la energía hidroeléctrica

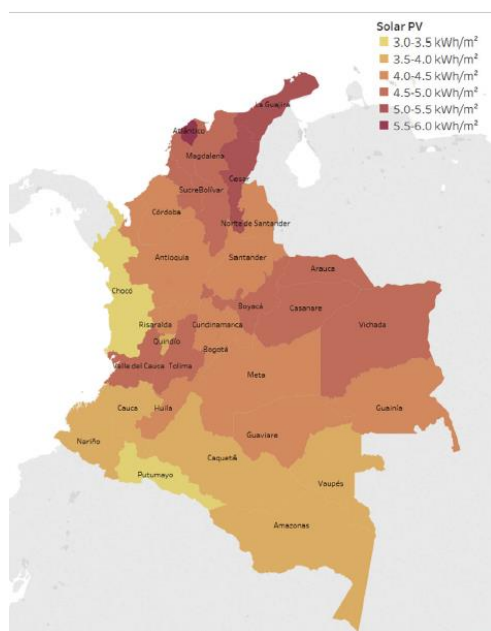
generó más del 77% de la electricidad. Se espera para el 2030 una disminución hasta de un 61% de los costos de la tecnología de almacenamiento, y un incremento del 0,10% al 16,7% de la capacidad instalada de la energía solar y eólica, y un incremento de la participación del 60%.

Colombia está calificado como uno de los mejores países de Suramérica para generar electricidad a partir de la energía eólica, la cual, en conjunto con la energía fotovoltaica, podría cubrir la demanda interna de energía, por la versatilidad, la escalabilidad y la complementariedad de estas energías con la generación hidroeléctrica existente.

Las condiciones geográficas y climáticas son muy importantes para los sistemas fotovoltaicos; por ejemplo, Colombia, por estar cerca al Ecuador, tiene una radiación solar promedio más alta que la mayoría de los países de Europa o Estados Unidos (figura 1).

Figura 1

Radiación solar diaria promedio por departamento



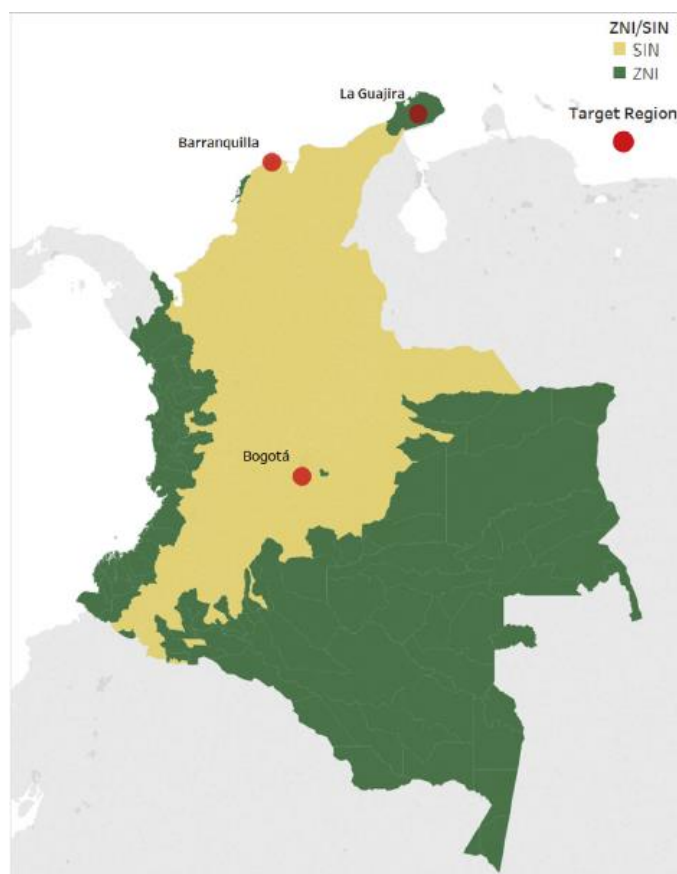
Nota: figura tomada de Ruíz y otros (2020). Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market.

La península de la Guajira, en el noreste de Colombia, y el Orinoco, en las llanuras del Este, alcanzan los valores nacionales de radiación más altos, de $6,0 \text{ kWh/m}^2$.

En el siguiente mapa (figura 2) se pueden apreciar las regiones que están aisladas del Sistema Nacional Interconectado (SIN), donde en 2017 se estimó un potencial fotovoltaico de 5,28-104 MW de capacidad, y en 2015 en las áreas de ZNI se estimó una capacidad de generación total de 165 MW, que representan el 1% de la capacidad instalada total de energía fotovoltaica en Colombia.

Figura 2

Mapa de Colombia con regiones conectadas a la red (SIN) y regiones fuera de la red (ZNI)



Nota: figura tomada de Ruíz y otros (2020). Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market.

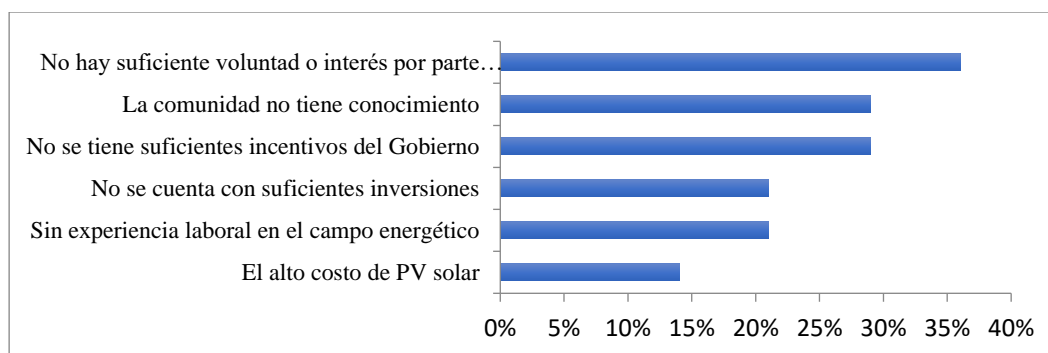
El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas en zonas no interconectadas (IPSE) ha promovido el incremento de la capacidad instalada de energía fotovoltaica en áreas fuera de la red, con 2,5 MW. En 2017, empieza a funcionar en la región del Valle del Cauca el parque solar Yumbo, con alrededor de 10 MW, y de forma constante sigue aumentando el número de proyectos solares.

En cuanto a la estructura del mercado de energía solar en Colombia, el Sistema Interconectado Internacional (SIN) todavía está dominado por algunos jugadores importantes, lo que dificulta que las pequeñas y las nuevas empresas puedan competir con empresas más grandes, tales como EPM, Celsia o ENEL, aunque, la competencia ha sido un factor primordial para la reducción de costos de instalación y producción para energías fotovoltaicas.

En Colombia se hace necesario implementar sistemas de energía fotovoltaica, para diversificar la energía y reducir la dependencia de la electricidad de fuentes hidroeléctricas y combustibles fósiles, pero para su implementación hay una serie de inconvenientes que se muestran en la figura 3.

Figura 3

Dificultades para la implementación de la energía solar fotovoltaica en Colombia



Nota: elaboración propia, con datos tomados de Ruíz y otros (2020). Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market.

Para incrementar la energía fotovoltaica en Colombia, es inevitable implementar políticas de incentivos que motiven a la comunidad y a los inversionistas, tales como disminución de los costos de los equipos, dado que actualmente son demasiado costosos y no se cuenta con mano de obra calificada para desempeñar esta labor, motivo por el cual, debido a los costos de inversión altos, se hace difícil competir y, al mismo tiempo, obtener inversión en la que se requiere apoyo financiero del Gobierno.

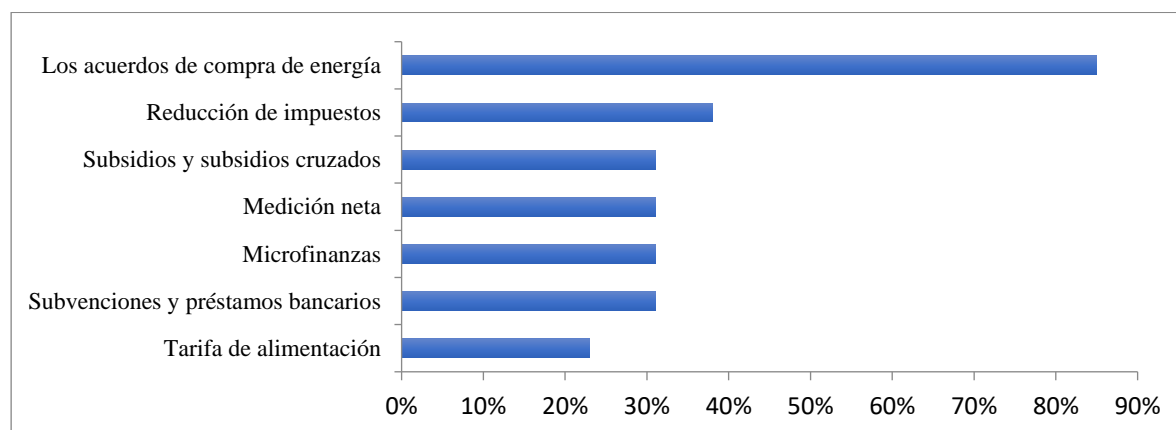
Para cambiar la estructura energética en Colombia se hace necesario lo siguiente:

- Voluntad política hacia la transformación, y mejorar el marco regulatorio; por ejemplo, en febrero de 2018 se aprobó la *Resolución CREC 030 de 2018*, que implanta la medición neta.
- Disminuir los costos.
- Crear incentivos fiscales.
- Transmitirle a la población los beneficios de una transición del sector energético.
- Dar a conocer la importancia de la energía solar, sus beneficios a largo plazo y los incentivos existentes.
- Mejorar de la educación y la información sobre las energías limpias en Colombia.
- Aumentar la implementación residencial de energía solar es en zonas rurales donde hay un bajo grado de electrificación.
- Ofrecer mano de obra calificada.

Los instrumentos reglamentarios para aumentar la participación de la energía solar fotovoltaica se presentan a continuación en la figura 4.

Figura 4

Instrumentos reglamentarios para aumentar la participación de la energía solar fotovoltaica



Nota: elaboración propia, con datos tomados de Ruíz y otros (2020). Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market.

El instrumento con mayor participación es el acuerdo para la compra de energía solar (PPA, por sus siglas en inglés *power purchase agreement*). Estos acuerdos pueden ser corporativos o residenciales. Los contratos PPA son acuerdos bilaterales entre un generador y un comprador de energía, sobre cierta cantidad de electricidad proporcionada a un plazo específico, generalmente largo, en los que se acuerda un precio fijo. En el contrato se detalla cuándo empieza la operación, los plazos de entrega y los términos de pago, entre otros.

Las ventajas de los contratos solares PPA son las siguientes:

- Se asegura por un período de tiempo largo un precio de venta estable.
- Se garantizan ingresos con los que se pueden financiar los proyectos.
- El comprador puede fijar sus costos de aprovisionamiento de electricidad a largo plazo.

El reto de los contratos PPA es conseguir inversores para los costos iniciales, y que obtengan beneficios a largo plazo.

2.1.2 Reglamentación tributaria

El Gobierno y diferentes entidades unen esfuerzos para fomentar el crecimiento en las energías renovables a través de la regulación con beneficios tributarios a empresarios e inversionistas, entre las que se incluye la reglamentación tributaria que se describe a continuación.

La *Resolución CREG No. 114 del 7 de diciembre de 2005*, de la Comisión de Energía y Gas (CREG, 2005) establece que las dependencias de la CREG a cargo de gestionar los principales costos en la generación de energía son las siguientes: CND, CON, ASIC y LAC:

El Centro Nacional de Despacho (CND) está encargado de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, y tiene como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la regulación vigente y a los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO). (num. 2.1.1)

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) se encarga del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos y transacciones de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), de acuerdo con la Regulación vigente. (num. 2.1.2).

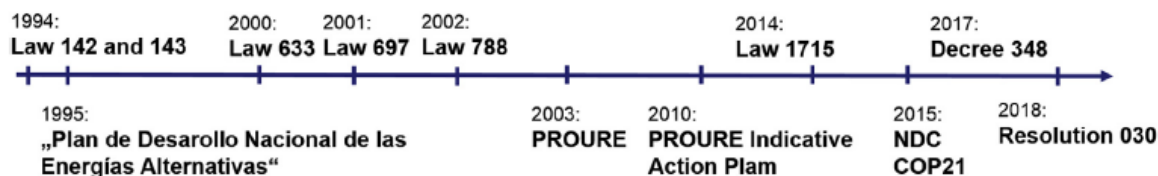
El Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) es la dependencia encargada de la Liquidación y Administración de Cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente. (num. 2.1.3).

Así mismo, la CREG (2015) incluye el Costo Equivalente Real de Energía (CERE), como un costo por la implementación del esquema de cargo por confiabilidad, que garantiza el crecimiento y el suministro continuo de la energía.

Según el Plan Energético Nacional (PEN), el gobierno colombiano ha comenzado a darle impulso al uso de estas fuentes de energía renovables no convencionales, que actualmente tienen una participación menor al 2%. Es así como en el 2014 sanciona la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de la República, 2014), que genera beneficios tributarios para este tipo de proyectos con el objetivo de buscar la diversificación de la canasta de generación eléctrica, para ampliar la capacidad instalada y asegurar el abastecimiento energético (PEN, 2015).

Adicionalmente, para solucionar el problema de la compra y venta de este tipo de energía, con la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de la República, 2014) se estableció el sistema de subasta para la adjudicación de contratos de energía de fuentes no renovables a largo plazo, lo que impulsó un crecimiento del 1% al 6% de la participación de la energía eólica y solar proyectado al 2022, dentro de la capacidad de generación energética de Colombia.

En la figura 5 se muestra a continuación la evolución de la regulación para las energías no convencionales.

Figura 5*Leyes reguladoras de energía renovables en Colombia*

Nota: tomada de Ruíz y otros (2020). Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market.

Según la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de la República, 2014) establece los siguientes beneficios:

- Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta.
- Reducción de la declaración de renta para aquellos que investiguen, desarrollen e inviertan en la generación y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales de energía o por la gestión eficiente de la energía. La disminución corresponde al 50% del valor de las inversiones realizadas, pero el valor por deducir anualmente no puede ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente.
- Depreciación acelerada, de acuerdo con el gasto que la ley permite que sea deducible al momento de declarar el impuesto sobre la renta, por una proporción del valor del activo, que no puede superar el 20% anual.
- Exclusión de bienes y servicios de IVA por la compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos y(o) servicios nacionales o importados.
- Exención de gravámenes arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente a labores de preinversión e inversión en proyectos.

2.1.3 Costo nivelado de energía (LCOE)

La metodología de costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés *levelized cost of energy*) se utiliza como herramienta de evaluación comparativa para determinar la rentabilidad de diferentes tecnologías de generación de energía. Este método considera la energía generada durante la vida útil de los sistemas, en contraste con los demás modelos, que estiman es el costo anual. El LCOE tiene en cuenta costos tales como recursos de calidad, costo y rendimiento, costos del proyecto, combustible, costos de operación y mantenimiento, vida económica del proyecto y costo de capital, con el fin de obtener un precio por unidad de energía generada. Este método, por lo general, no incluye riesgos ni métodos de financiación; así mismo, el LCOE es una medida estática, mientras que los precios reales son dinámicos (Hernández & Martínez, 2013).

El LCOE es la paridad de red, y esta se considera cuando el LCOE de la energía solar fotovoltaica es comparable con los precios eléctricos de red convencionales, donde el modelo de costo nivelado se encarga de explicar las diferencias por medio de la conversión en una cifra de precio estándar conocida como megavatio hora (MWh). Este precio es equivalente a la cantidad de dinero que debería pagarle un comprador de la energía al productor para recuperar sus costos y obtener un margen de ganancia. Además, el LCOE es el valor más aproximado del costo real de la inversión tanto en la producción de electricidad como en las garantías de préstamos (Branker, Pathak & Pearce, 2011).

El LCOE permite la toma de decisiones de inversión y de instalación, pero teniendo en cuenta que éstas se ven afectadas por el tamaño del proveedor, los atributos geográficos, las características tecnológicas y regionales específicas del proyecto, así como por otros factores

relacionados con la inversión o la instauración de créditos fiscales, la confiabilidad de los rubros de los costos operativos y de capital, la incertidumbre inherente sobre los precios del combustible, la fluctuación de los precios de los combustibles y los riesgos sanitarios y medio ambientales (Branker y otros, 2011).

Cada una de las tecnologías de generación de energía tiene sus propias características de costos y rendimientos, lo que puede dificultar el análisis comparativo para obtener paridad de precios, tal como se observa a continuación. En el caso de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, aunque estas pueden generar energía todo el tiempo, tienen precios muy volátiles debido a los costos de operación tan elevados, a los cortes de energía necesarios para las reparaciones y a su impacto ambiental, que no se presentan en las energías renovables. En el caso de las plantas fotovoltaicas, el combustible es la luz solar, que no tiene ningún costo, pero tiene el inconveniente de que solo se puede generar durante el día, a menos que se cuente con un sistema de almacenamiento que permita abastecer el consumo para el resto del tiempo. En el caso de las grandes centrales hidroeléctricas, por lo general tienen bajos costos de combustible y generación, pero los costos de construcción son generalmente altos por las distancias que deben abarcar las líneas de transmisión hasta proveer el consumo; por otro lado, generan perjuicios en los ecosistemas y comunidades y son vulnerables a la escasez de agua (Branker y otros, 2011).

Los factores que afectan el LCOE son:

- Inversión inicial: costo de los sistemas fotovoltaicos y costo del terreno. (Hernández & Martínez, 2013).
- Costos anuales: costos de operación y mantenimiento y costos de los seguros. (Hernández & Martínez, 2013).

- Factores relacionados con los costos futuros: tasas de aprendizaje y capacidad instalada acumulada (Hernández & Martínez, 2013).
- Tasa de descuento: tiene amplia incertidumbre; por ello se realiza un análisis de sensibilidad, que tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo y el riesgo de la inversión. Estas tasas para las energías fotovoltaicas tienden a ser más altas debido a los riesgos tecnológicos (Hernández & Martínez, 2013).
- Costos del sistema: son los asociados al diseño e instalación, y a los administrativos, tales como seguros, costos de financiamiento y costos de impuestos. A menudo, para las tecnologías convencionales de generación eléctrica no se consideran las externalidades negativas, tales como: emisiones de dióxido de carbono, contaminación térmica y del aire y la alteración del hábitat (Branker y otros, 2011).
- Vida útil del sistema: el período de garantía del fabricante suele ser de 20 a 25 años, y la degradación gradual ocurre debido a químicos y procesos de materiales asociados con la intemperie, la oxidación, la corrosión y las tensiones térmicas (Branker y otros, 2011).
- Tasas de degradación: determinar la producción durante su vida útil depende de la tasa de degradación de los paneles y del módulo encapsulado. Los sistemas fotovoltaicos a menudo se financian con base en un supuesto de un 0,5% a un 1,0% de velocidad de degradación por año (Branker y otros, 2011).

El mayor costo de generación para la energía solar fotovoltaica lo constituyen el costo inicial y el costo de financiar la inversión inicial, lo que indica que el LCOE depende en gran medida de los métodos de financiación y reducción de costos de fabricación.

Para calcular LCOE se requiere:

- El costo del sistema generador de energía.
- La energía generada durante su vida útil, para proporcionar un costo en \$/kWh o \$/MWh o centavos/kWh.
- Un análisis de sensibilidad (se puede utilizar Montecarlo) o explicar cualquier incertidumbre (es una metodología muy habitual). Esta metodología es muy sensible a supuestos de entrada.
- Tecnología solar fotovoltaica y velocidad de degradación anual.
- Escala, tamaño y costo del proyecto.
- Indicadores del recurso solar: factor de capacidad, insolación solar, ubicación geográfica, pérdidas de sombreado.
- Duración del proyecto.
- Plazo de financiación y los términos de financiamiento: tasa de interés, razón capital/deuda, costo de capital y tasa de descuento.

Términos adicionales: inflación, incentivos, créditos, impuestos, depreciación, créditos de carbono. Estos términos no necesitan estar en el análisis, pero se debe indicar si están o no están incluidos (Branker y otros, 2011).

2.1.3.1 Métricas del LCOE

La suma del valor presente de LCOE multiplicado por la energía generada debe ser igual a los costos netos valorados actualmente. Cabe señalar que la suma comienza $t = 0$ para incluir el costo del proyecto (ecuación 1).

$$\sum_{t=0}^T \left(\frac{LCOE_t}{(1+r)^t} \times E_t \right) = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Al reorganizar la ecuación anterior, el LCOE se puede encontrar asumiendo de manera explícita un valor constante por año de la ecuación (ecuación 2).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} \quad (2)$$

Finalmente, los costos netos incluyen salidas de efectivo tales como la inversión inicial (a través de capital o financiamiento de deuda), pagos de intereses si la deuda es financiada, costos de operación y mantenimiento¹ y entrada de efectivo, como incentivos gubernamentales. Por tanto, el término de costo neto puede modificarse para financiamiento, impuesto e incentivos.

Si se va a usar LCOE, para comparar con la cuadrícula de precios se deben incluir todos los costos requeridos (incluida la transmisión y las tarifas de conexión, si corresponde) y debe ser dinámico y con futuro de proyectos reconocidos en el análisis de sensibilidad, tal como se aprecia en la ecuación 3, de Branker y otros (2011).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T S_t (1-d)^t / (1+r)^t} \quad (3)$$

donde

T	Vida del proyecto en años
t	Año t
C_t	Costo neto del proyecto por t (\$)
E_t	Energía producida por t (\$)
M_t	Costos de mantenimiento para t (\$)
O_t	Costos de operación para t (\$)

¹ Nota: no hay combustible costos de energía solar fotovoltaica.

F_t	Gastos de intereses por t (\$)
r	Tasa de descuento para t (%)
S_t	Producción de energía nominal anual para t (kWh/año)
re	Tasa de degradación (%)
	(Branker y otros, 2011)

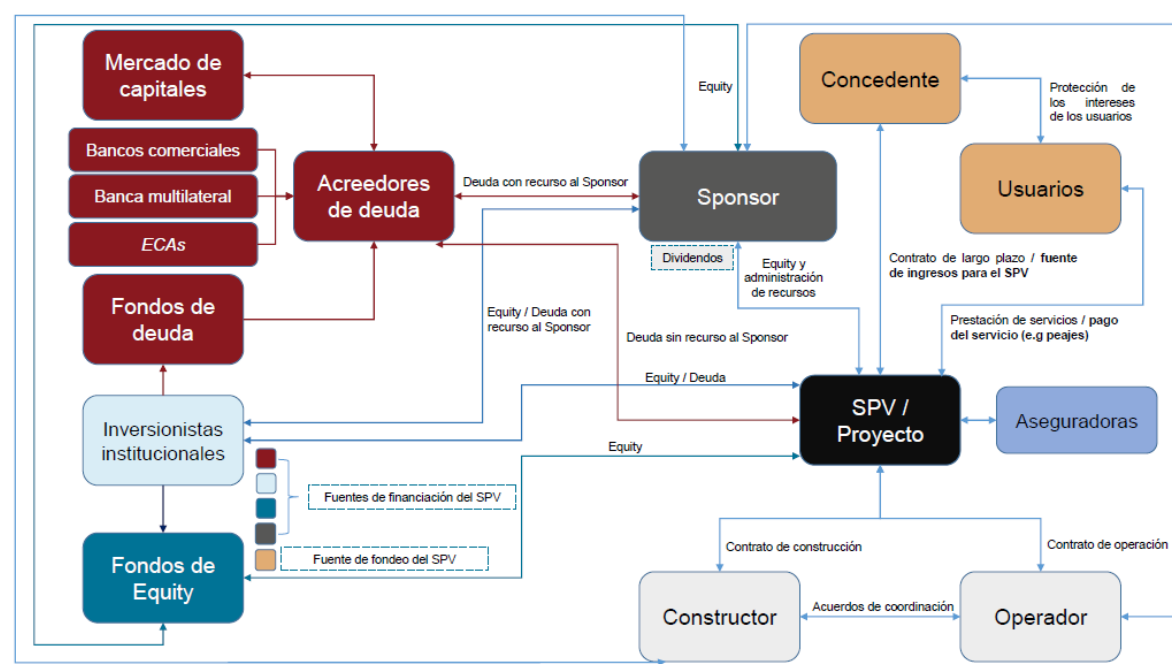
Las críticas frecuentes de uso incorrecto del LCOE son derivadas de la utilización de datos obsoletos, de no considerar la utilización real de la planta tecnológica, de no capturar la vida útil correcta de la planta y, además, de no tener en cuenta los costos totales de la planta, tales como: costo de puesta en marcha, carbono y otros costos ambientales, seguros, subvenciones (nucleares) y subvenciones a los combustibles (fósiles) (Branker y otros, 2011).

2.2 Project Finance

González y otros (2014), definen el *project finance* como una técnica de financiación para la ejecución de proyectos de infraestructura, utilizando un vehículo de inversión legalmente independiente del promotor (*special purpose vehicle SVP*), como se muestra en la figura 6, el cual se podría constituir por medio de una sociedad comercial o un contrato de fiducia mercantil, cuyo propósito principal se fundamenta en que los financiadores del proyecto obtengan el servicio a la deuda con la garantía de los flujos de caja futuros generados por el proyecto; de esta manera el endeudamiento se realiza por fuera de balance.

Figura 6

Esquema del método de financiación con project finance



Nota: elaboración propia con, datos tomados de Yescombe (2011) y Yescombe y Farquharson (2018). Private Partnerships Principles of Policy and Finance.

2.2.1 Características

Sols, Fernández y Romero (2013) afirman que las características de este método de financiación *project finance* se basan en considerar principalmente los flujos de caja generados por el proyecto, que es un recurso limitado a los accionistas del proyecto, dado que para la financiación no se tiene en cuenta el patrimonio de estos; es decir: sin garantías adicionales, el plazo de la financiación se limita al tiempo que demande el proyecto para cumplir con la deuda adquirida, la estructura de la financiación es creada a la medida, el tiempo para el cierre de la financiación no es inferior a tres meses. Para obtener la financiación bajo el método de *project*

finance se requiere hacer estudios de diligencia debida (*due diligence*), los cuales se encargan de evaluar diferentes aspectos del proyecto, tales como seguros, legales, fiscales y medioambientales entre otros; además, existen costos fijos en los cuales se debe incurrir para la financiación, tales como honorarios de asesores y comisiones de estructuración.

2.2.2 Riesgos

Cuando se inicia un nuevo proyecto se deben evaluar e identificar los diferentes riesgos, y tratar de mitigarlos, con el fin de garantizar la rentabilidad; así mismo, asegurar flujos de caja estables durante todo el proyecto.

A continuación, se enumeran los principales riesgos planteados por Sols y otros (2013):

- Riesgo de construcción: es asumido por el constructor, por medio de un contrato de ingeniería, compras y construcción (EPC, por sus siglas en inglés *engineering, procurement and construction*) y por los patrocinadores (*sponsors*), para riesgos abiertos que no están cubiertos en el contrato EPC.
- Riesgo de desviación presupuestal: riesgos tales como defectos en la obra y demoras en los plazos son cubiertos por el contrato EPC, donde el contratista es quien asume un precio cerrado, mitigando así el riesgo de sobrecostes.
- Riesgo comercial: es derivado de la baja en los ingresos; es decir, no se tiene el flujo de caja suficiente para el pago de la deuda, pero este se puede mitigar estableciendo al inicio del proyecto un rubro de reserva o adquirir una póliza de seguro.

- Riesgo de contraparte: referencia al análisis crediticio y a la exigencia de avales financieros que garanticen el cumplimiento de las obligaciones de deuda.
- Riesgo económico-financiero: es el que está derivado de la inflación, los tipos de interés y los tipos de cambio.
- Riesgo de fuerza mayor: se refiere a accidentes, incendio, robo o terremoto, y se mitiga con la contratación de una póliza de seguros.

2.2.3 Beneficios

El *project finance* es un mecanismo de financiación que proporciona múltiples beneficios, tales como la eficiencia en la asignación de riesgos entre las partes. Debido a esto, las relaciones de deuda/*equity* son más altas y las TIR al *equity* son mayores; además, el *sponsor* tiene responsabilidades y pérdidas limitadas, mientras que el SPV es quien asume los riesgos. Los acreedores, por su parte, otorgan deudas a largo plazo de acuerdo con el flujo de caja a futuro y tienen control sobre los mismos. Por otra parte, durante los primeros años del proyecto el *project finance* reduce el riesgo de *default* donde existe mayor incertidumbre en los flujos de caja (Esty, Chavich & Sesia, 2014; Gatti, 2013; Yescombe, 2011).

Serrano (2019) afirma que las ventajas del *project finance* son las siguientes: altos niveles de apalancamiento, beneficios fiscales, financiamiento fuera de balance, riesgos limitados y distribuidos, mejora en el perfil crediticio, financiación a largo plazo y tasas de interés competitivas (diap. 9).

En cuanto a los beneficios del *project finance* comparados con los de la deuda corporativa, a continuación, en la tabla 1 se presenta un comparativo entre ambos métodos de financiación, a partir de Gatti (2013) y de Yescombe (2011).

Tabla 1

Comparativo de beneficios entre project finance y deuda corporativa

	<i>Project finance</i>	Deuda corporativa
Financiación	Depende del flujo de caja generado por un activo en un período de tiempo.	Depende de la solidez del balance.
Security	El contrato	Activos
Duración	De acuerdo con la duración del proyecto que tiene vida finita.	La deuda se otorga indefinidamente, dado que las empresas tienen vida infinita.
	La deuda debe ser amortizada.	Vidas medias entre 5 y 7 años.
	Vidas medias > 15 años	
Control	Control directo sobre el flujo de caja.	La Administración de la compañía tiene el poder completo sobre proyecto.

Nota: elaboración propia, con datos tomados de Gatti (2013). *Project finance* in theory and practice: designing, structuring, and financing private and public projects. Academic Press, y de Yescombe (2011). Public Private Partnerships Principles of Policy and Finance. Butterworth Heinemann.

2.3 Financiación corporativa

La fuente de financiación tradicional es la del sector bancario. Por una parte, este modelo de crédito tiene ventajas tales como que es una fuente reconocida, segura y sólida financieramente; además, es ágil y rápida. Por otra parte, esta fuente tiene limitaciones tales como que es de difícil acceso por los requisitos exigidos como garantías, compromete los activos de la compañía y exige un nivel muy alto para balances y estados de resultados.

Sols y otros (2013) afirman que el método de financiación por medio del sector bancario es denominado “con recurso”, dado que la garantía del préstamo son los activos del proyecto, y en caso de no cumplir con la deuda los activos se colocan en venta, para cubrir las obligaciones financieras del proyecto. Este método de financiación convencional permite tener una mayor autonomía para la gestión; además, los plazos de la financiación son menores a los pactados por el método de *project finance*, debido a que este depende de los flujos de caja generados por el proyecto, y no puede vender ningún activo debido a que en la financiación se establece un perímetro de garantías (*ring fence*).

Para evaluar la rentabilidad del proyecto se emplea el método de valoración de activos financieros (CAPM, por sus siglas en inglés *capital asset pricing model*), donde se evalúa la rentabilidad del accionista por medio del K_e (ecuación 4).

$$K_e = R_f + B_l \left[E(R_m) - R_f \right] + R_p \quad (4)$$

Equity risk premium

Market risk premium

donde

$\beta_l = \text{beta}$ es la unidad medidora del riesgo de la compañía

$E(R_m)$ = valor esperado de la rentabilidad del mercado

R_f = Tasa libre de riesgo

R_p = riesgo país

El K_e es la tasa mínima que espera obtener el inversionista o la rentabilidad objetivo que exige un inversionista por invertir en un proyecto.

De acuerdo con Azuero, González y Gutiérrez (2012):

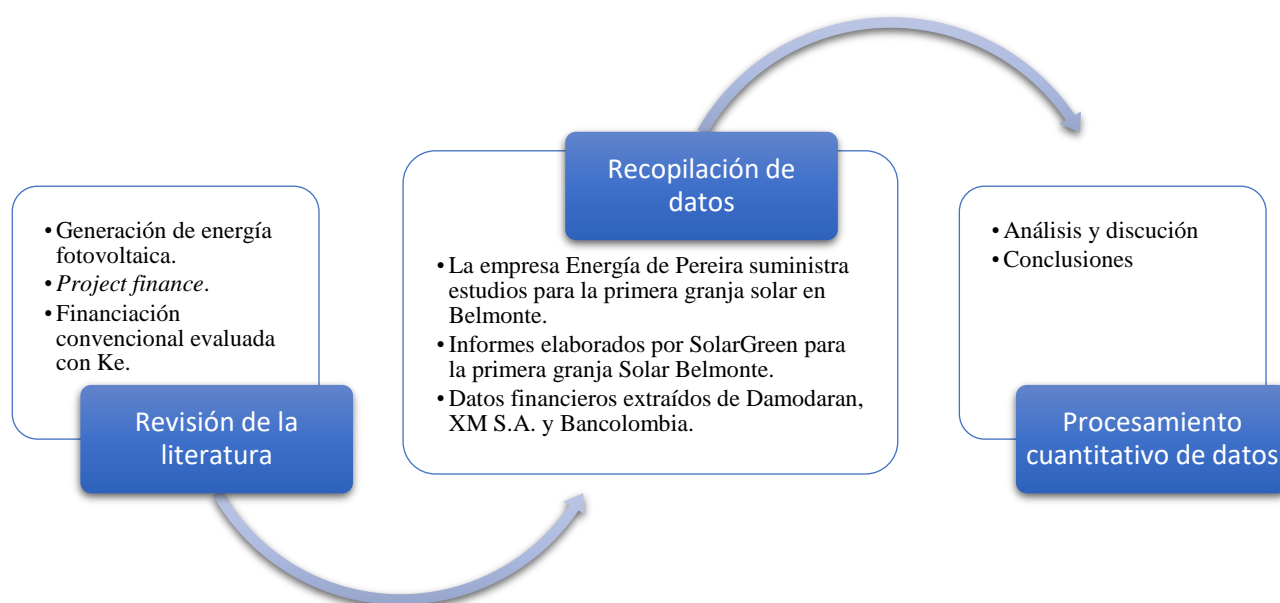
El modelo plantea que todo inversionista parte de un supuesto de que exige una tasa mínima que equivale a la tasa libre de riesgo (bonos del Tesoro), siempre y cuando no exista riesgo ($\beta = 0$); en la medida que el riesgo va incrementándose ($\beta > 0$), el costo del patrimonio (K_e) tiende a incrementar. La beta es una unidad relativa de medición de riesgo en donde se analiza la empresa respecto al mercado; cuando más riesgosa sea la empresa, más alto debe ser su nivel de riesgo. (p. 252).

3. METODOLOGÍA

El esquema con el resumen de la metodología se presenta en la figura 7.

Figura 7

Resumen de la metodología de la investigación



Nota: elaboración propia, a partir del documento privado Informe de estudio primera granja Solar Belmonte (SolarGreen 2018); Risk premiums for Other Markets (Damodaran, 2020a); Total Beta By Industry Sector (Damodaran, 2020b); Informe General del Mercado Enero 2020 (XM, 2020), e Informes Trimestrales (Bancolombia (2020)).

Se hizo una revisión bibliográfica enfocada en el entendimiento de la generación de energía fotovoltaica y su evolución a nivel nacional, los objetivos proyectados para el 2020 y 2030, la radiación solar promedio, las barreras para implementar la energía fotovoltaica, la eficiencia en la producción de la energía y el cambio de estructura energética, para garantizar,

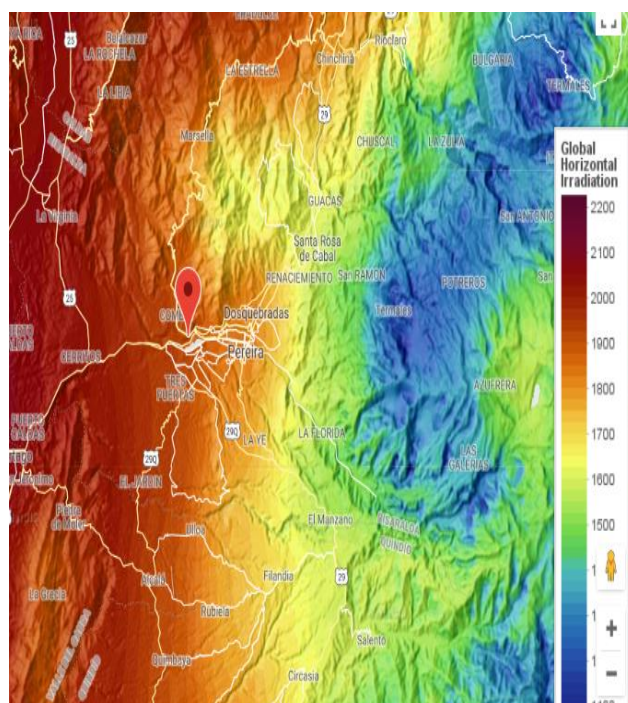
incentivar y regular la generación de energía fotovoltaica; además, se revisaron los beneficios tributarios otorgados por el Gobierno mediante la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de la República, 2014) y se estudiaron las métricas del cálculo del LCOE. En conjunto con lo anterior, se determinaron las ventajas del modelo *project finance* y del método tradicional para la financiación de proyectos de este tipo.

Se recolectaron datos técnicos y financieros, suministrados por la Empresa Energía de Pereira, la cual llevó a cabo un estudio en conjunto con la empresa SolarGreen documento privado (2018) para la primera granja solar en Belmonte, tales como: estructura fotovoltaica, potencia y capacidad de generación estimada por panel de acuerdo con el nivel de radiación en la ciudad de Pereira, cantidad de paneles, inversores y otros elementos por metro cuadrado y, en general, toda la información suficiente y necesaria para estructurar el proyecto, tales como: capital de trabajo, *capex*, inversión inicial, costos de construcción, operación y mantenimiento, ingresos esperados y tarifas proyectadas y gastos financieros que permiten la viabilidad del proyecto.

Con los datos recolectados, y por medio de la herramienta Excel, se procede a desarrollar un estudio cuantitativo, de manera organizada y estructurada, y se elaboran dos modelos financieros: uno, basado en el modelo *project finance*, y otro, en el modelo tradicional de financiación. Adicionalmente, se tiene en cuenta los siguientes supuestos:

- Gradiente de crecimiento de los ingresos: 4%.
- Inflación: 3,50%.
- Gravamen a los movimientos financieros (GMF): 4 x 1000.

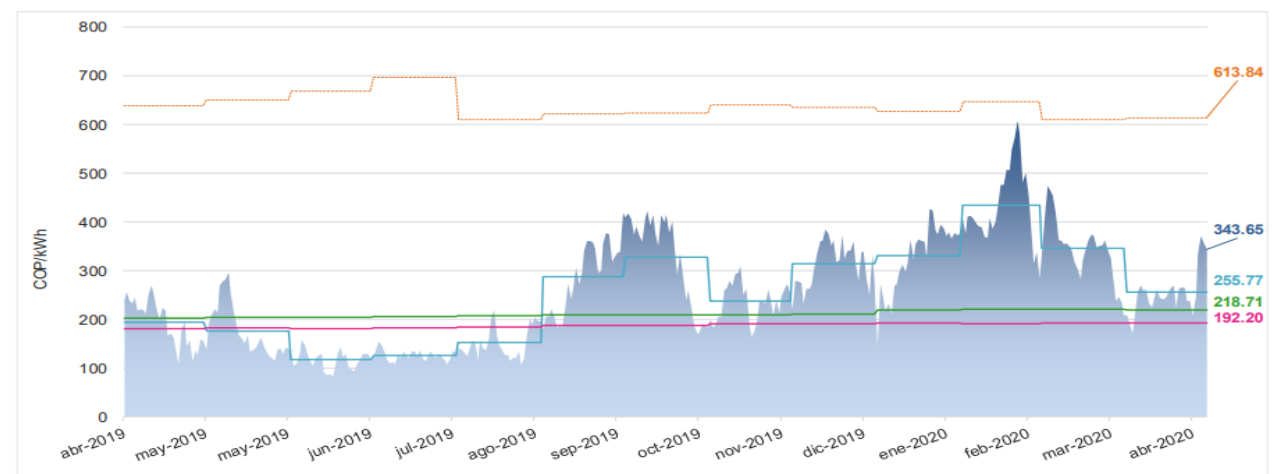
- Tarifa de impuesto de renta de acuerdo con el artículo 240 del *Estatuto Tributario Nacional* (Presidencia de la República, 2019 [1989]), el cual establece un impuesto de renta de 32%, para el 2020; 31%, para el 2021; y 30%, para los siguientes años.
- Para el estudio se toma como supuesto de vida útil del proyecto un período de 20 años.
- Para el modelo tradicional se proyecta un período de financiación de 9 años, y para el modelo de *project finance* se proyecta un período de 15 años.
- De acuerdo con el estudio aportado por la Empresa de Energía de Pereira (EEP), se toma el supuesto del 1% de la inversión para los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM).
- El predio donde estará ubicada la planta de energía solar fotovoltaica se encuentra en la ciudad de Pereira (figura 8), junto al predio donde se desarrolla el proyecto de granja Solar Belmonte; por tanto, se toma el nivel de radiación según datos meteorológicos aportados por Solargis en el informe confidencial de la primera granja Solar Belmonte elaborado por SolarGreen (figura 9).
- El valor del metro cuadrado para esta zona está valorado en promedio en COP 12.000. Teniendo en cuenta la extensión, de 140 hectáreas, se establece para el predio un valor aproximado de COP 11.000 millones.

Figura 8*Ubicación del predio**Nota: figura suministrada por la Empresa de Energía de Pereira.***Figura 9***Radiación media anual 4,63 kW/m²**Nota: figura tomada de SolarGreen (2018). Informe confidencial de estudio primera granja Solar Belmonte.*

- El precio promedio de bolsa mensual, según se aprecia a continuación en la figura 10, se sitúa en COP 255,77 \$/kWh según reporte obtenido de XM (2020).

Figura 10

Precios de venta de energía



Nota: gráfica tomada de XM (2020). Informe General del Mercado Enero 2020.

- El precio promedio del kWh negociado a través de contratos bilaterales para el mercado regulado es de COP 218,71 \$/kWh, y para el mercado no regulado es de COP 192,20 \$/kWh, según reporte obtenido de XM (2020).
- La capacidad de la planta se determina a partir del factor de área (potencia por metro cuadrado) y del terreno aprovechable para la instalación de los paneles. El factor de área se obtiene a partir del dato referenciado en el estudio para la granja Solar Belmonte, el cual es de 11,45 kWp, y el terreno aprovechable es de 904.563 metros cuadrados. Por tanto, la energía diaria generada es de 293.199 kWh/día y la mensual es de 8.921.302 kWh/mes, y la potencia de los paneles es de 335 kWp.
- El contrato de construcción de la planta se hace bajo la modalidad llave en mano.

- Para el cálculo de los ingresos se tiene en cuenta la degradación del panel, de acuerdo con los datos técnicos suministrados.
- El valor de la inversión por kWh instalado es de 0,73 USD/W, de acuerdo con los datos suministrados en el estudio de la granja Belmonte.
- La vida útil de los inversores es de 10 años, y es necesario hacer una inversión para reemplazarlos.
- La inversión inicial de los accionistas es del 20% del total de la inversión; por tanto, el valor para financiar es del 80%.
- Los costos del centro nacional de despacho (CND), que es el encargado de hacer los cálculos relacionados con la energía de generación, interconexión y transmisión.
- El costo ASIC, que es la entidad encargada de atender las inquietudes de los comerciantes, distribuidores y generadores.
- El costo de arranque y parada, que es el encargado de administrar la generación de energía de acuerdo con las necesidades de suministro; en las épocas de baja generación, se produce un sobre costo que es asumido por todos los generadores.
- El costo de transferencia, que corresponde al 1% de los ingresos de acuerdo con el artículo 289 del *Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022* (PND, 2019).
- El costo equivalente real de energía (CERE), que es el encargado de asegurar el suministro de energía.
- La métrica de evaluación se establece sobre el flujo de caja del *equity*, y con base en el costo del *equity* (K_e).
- El proyecto se acoge al beneficio de renta del 50% deducible del valor de la inversión.
- El reconocimiento de COP 95 kWh, por la participación en la subasta pública.
- El beneficio de depreciación máximo del 20% anual.

- Se estable una caja mínima de cero.
- El proyecto se acoge al beneficio de IVA y de los aranceles, de acuerdo con la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de la República, 2014).
- El valor de los beneficios tributarios en el flujo de caja se le incluyó directamente al *equity* (anexo 6). Esto por cuanto el proyecto no puede ser visto como independiente sino como parte de una empresa, para poder explorar el beneficio tributario.
- El modelamiento de la compensación de las pérdidas fiscales en el flujo de caja se le incluye al *equity*.

Con los supuestos aquí mencionados y con los datos recolectados se procedió a elaborar los modelos financieros, con el fin de hacer una comparación entre ellos y determinar la viabilidad del proyecto y el método más eficiente de financiación.

4. RESULTADOS

Después de efectuar el análisis cuantitativo se obtiene lo siguiente: el valor total de la inversión asciende a COP 207.600 millones, obtenidos a partir de la capacidad instalada por el costo de kW instalado más el costo del terreno, donde la capacidad instalada es el área aprovechable para la instalación de los paneles solares sobre el factor de área. Este último corresponde a 11,5 kW de potencia por metro cuadrado, y el costo del terreno es de COP 10.800 millones. Es de resaltar que este costo incluye el beneficio del IVA y los aranceles otorgado por el Gobierno a través de la *Ley 1715 de 2014* (tabla 2).

Tabla 2

Datos de la planta solar fotovoltaica, granja solar Belmonte, en la ciudad de Pereira

DATOS DE LA PLANTA	
Área del terreno [m ²]	904.563
Capacidad de planta [kW]	78.987
Número de paneles	235.782
Potencia de los paneles (kW)	335
Factor de área (potencia por m ²)	11,45
Radiación media anual (W/m ²)	4,64
Energía generada [kWh/día]	293.199
Energía generada [kWh/mes]	8.921.302
Energía generada [kWh/año]	107.055.623
CO ₂ evitado [TON/año]	39.289
Vida útil del proyecto (años)	20
Porcentaje de cubrimiento de la demanda	100%
LCOE- Costo de generación de la energía (\$/kWh)	214,2
IVA (%)	19%

De acuerdo con los datos de la granja solar Belmonte (tabla 2), los niveles de radiación diaria en promedio son de 4,64 kWh/m²/día, con una generación de energía de 293.199 kWh día. Por lo tanto, al final del año se espera tener para el proyecto una generación total de 107.055.623 kWh.

Tabla 3

Radiación y generación de energía según estudio de Solar Green

Mes	Días	Radiación (kWh/m ² /día)	Generación diaria (kWh/día)	Generación mensual (kWh/mes)
Enero	31	4,55	287.512	8.912.877
Febrero	28	4,72	298.254	8.351.122
Marzo	31	4,76	300.782	9.324.240
Abril	30	4,51	284.985	8.549.537
Mayo	31	4,51	284.985	8.834.522
Junio	30	4,59	290.040	8.701.192
Julio	31	4,92	310.892	9.637.660
Agosto	31	4,97	314.052	9.735.604
Septiembre	30	4,80	303.310	9.099.286
Octubre	31	4,56	288.144	8.932.465
Noviembre	30	4,44	280.561	8.416.839
Diciembre	31	4,37	276.138	8.560.279
Promedio	30	4,64	293.199	8.921.302
Total	365	60,34	3.519.654	107.055.623

Nota: Informe confidencial Solar Green (2018)

En Pereira se encuentra un punto de toma de radiación ubicado cerca del Club Campestre Pereira, en el sector Cerritos, en el sur de la ciudad, el cual presenta una mayor radiación que en las zonas norte y centro de la ciudad (anexo 1).

La ubicación del terreno favorece el proyecto principalmente por dos razones: la primera, por el mayor nivel de radiación, y la segunda, tal vez la más importante, porque se facilita la

conexión a las redes del sistema a la subestación Dosquebradas, que se encuentra a menos de un kilómetro, reduciendo así los costos de conexión.

Según el Estado de Resultados para determinar el precio de venta por kWh se tiene en cuenta el precio promedio de venta en bolsa en un período de un año, comprendido entre abril de 2019 y abril de 2020, el cual asciende a COP 255,77 \$/kWh, y, para el mismo período, el precio promedio en los contratos bilaterales, de COP 218,71 \$/kWh para el mercado regulado, y de COP 192,20 para el no regulado; por tanto, un precio atractivo para la oferta de esta energía debe igualar o mejorar los precios antes mencionados (anexo 2).

Si la planta de generación de energía es superior a los 20 GW, está obligada a salir despachada, de forma centralizada, por XM (2020), el cual es el ente autorizado en Colombia. Además, debe participar en la subasta a largo plazo para la venta de la energía, donde obtiene un ingreso de COP 95 por kWh y un costo de COP 60 por kWh negociado (tabla 4). También se establece en el modelo un precio de venta de COP 214,18 \$/kWh teniendo en cuenta todos los beneficios tributarios, compensación de pérdidas y el ingreso por la participación en la subasta, debido a que después de calcular LCOE este nos arroja un rubro de COP 214,18 \$/kWh; es decir, el precio equivalente a la cantidad de dinero que debería pagar un comprador de la energía al generador para recuperar sus costos y obtener un margen de ganancia.

Tabla 4

Principales variables para determinar el precio de la energía fotovoltaica

Variable	Indicador
Costo [USD/W]	0,73
TRM [COP/USD]	3.391
Precio de venta [COP/kWh]	214,2
Precio promedio en bolsa 2020 [COP/kWh]	255,8
Precio promedio Mc MR [COP/kWh]	218,7
Precio promedio Mc MNR [COP/kWh]	192,2
LCOE [COP/kWh]	214,2

Nota: Elaboración propia a partir de datos obtenidos de XM

El principal costo del proyecto corresponde a la administración, operación y mantenimiento. De acuerdo con los datos suministrados, estos ascienden al 1% de la inversión, e incluyen todos los costos y gastos, tales como nómina, mantenimiento, honorarios e insumos entre otros. De igual manera, por ser una planta con despacho centralizado, se tienen en cuenta los siguientes costos: el costo del centro nacional de despacho (CND), el costo del administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC), el costo del liquidador y administrador de cuentas (LAC) y el costo equivalente real de energía (CERE).

En cuanto al ebitda, se presenta un valor promedio anual de COP 29.500 millones; es decir, que en todo el proyecto la capacidad de generación de caja de la compañía para atender con estos es servicios de la deuda y el pago de los dividendos asciende a COP 589.000 millones.

Respecto a la depreciación, el proyecto se puede acoger a tres métodos: depreciación acelerada, suma de dígitos y depreciación lineal.

El primer método se refiere a una depreciación acelerada no mayor a un 20% anual de la vida útil del activo (tabla 5); es decir mínimo a cinco años, acogiéndose al beneficio tributario de la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de la República, 2014).

Tabla 5

Incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014

Concepto	Incentivo
Renta	Sí
Depreciación acelerada	Hasta 20%
Beneficio IVA y aranceles	Sí

Nota: Información obtenida de la ley 1715 de 2014 (Congreso de la república 2014)

La *Ley 1715 de 2014* (Congreso de la República, 2014) le autoriza a la compañía utilizar el método de suma de dígitos, el cual permite durante los primeros años de vida del activo aplicar una depreciación mayor, que va decreciendo cada período. Finalmente, se dispone del método de depreciación lineal, en caso de no acogerse al beneficio tributario.

Para el presente modelo se formula el método de depreciación acelerada, toda vez que se acoge al beneficio tributario.

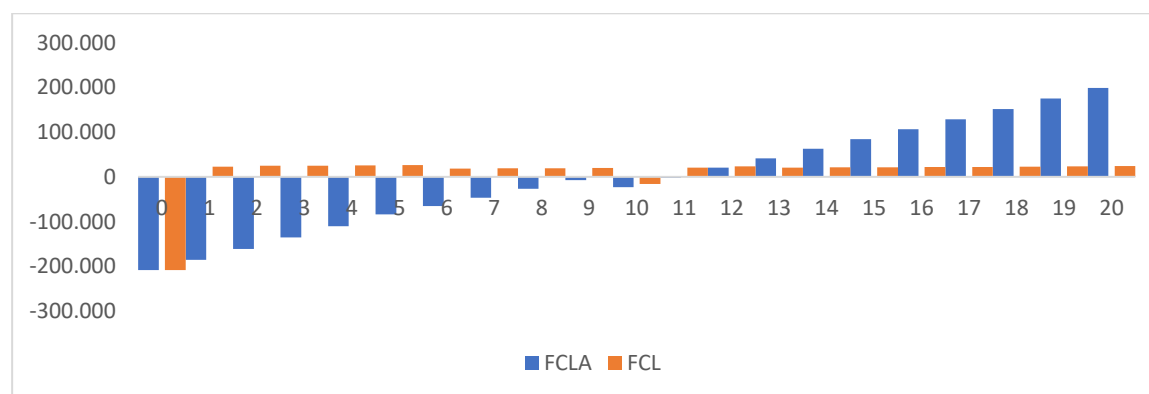
En cuanto al beneficio del IVA, si el proyecto no se acoge al beneficio, el valor de la inversión asciende de COP 207.000 millones a COP 245.000 millones; es decir, la inversión se incrementa en COP 38.000 millones. Respecto a la deuda, esta se incrementa: de COP 166.000 millones a COP 196.000 millones; es decir, se incrementa en COP 30.000 millones y, por tanto, el LCOE aumenta de COP 214,18 a COP 242,48.

Durante los primeros cinco años el impuesto por pagar es cero. Esto como efecto del beneficio tributario de la depreciación acelerada, que conduce a resultados negativos; pero, a partir de sexto año, donde finaliza el efecto del beneficio, se comienzan a generar utilidades.

Para hacer la comparación entre el método tradicional y el *project finance*, es necesario calcular el valor del proyecto sobre el flujo del *equity* descontado a la tasa del Ke. Para el cálculo del Ke se utilizó una tasa libre de riesgo de 2,27%, correspondiente al promedio de los rendimientos de los bonos del Tesoro de Estados Unidos, con una duración de diez años. El beta de 1,07%, obtenido de Damodaran (2020a; 2020b), correspondiente a la industria de la energía verde y la renovable. La razón D/E 112,64% de la misma industria, la *market risk premium*, de 6,43%; riesgo país, 2,01%, correspondiente al promedio del 2018 a mayo de 2019; impuestos efectivos en Estados Unidos para la industria, del 1,52%; la inflación implícita de 10Y para Colombia, de 2,76%; la inflación implícita para 10Y en Estados Unidos, del 1,06%; y una devaluación esperada de 1,69%. Con los datos anteriores se calculó el Ke correspondiente al 13,05%, donde este representa la tasa mínima que espera obtener el inversionista, o la rentabilidad objetivo que exige un inversionista por invertir en un proyecto (figura 11).

Figura 11

Flujo de caja libre y flujo de caja del accionista



El flujo de caja libre contempla flujos positivos a partir del primer período, donde un aspecto diferencial frente al estado de resultados es la depreciación acelerada que impacta los resultados de cada período (anexo 3); sin embargo, en el período 10 se presenta un flujo negativo, derivado de la inversión por la reposición de los inversores eléctricos que finalizan su vida útil. Para determinar el flujo de caja del accionista, se le resta al flujo de caja libre el flujo de caja de la deuda, que corresponde al 80% del valor de la inversión (anexo 4). Por tal razón, la inversión inicial del accionista corresponde al 20% de la inversión; es decir, a COP 42.362 millones.

Al calcular el VPN del flujo de caja del *equity* descontado al K_e (13,05%), sin tener en cuenta los beneficios, el resultado es de COP -21.800 millones, lo que hace inviable el proyecto. De acuerdo con los resultados del proyecto, este no puede explotar al 100% los beneficios tributarios de la compensación de pérdidas acumuladas ni la deducción del 50% del valor de la inversión en los primeros 15 años (tabla 6).

Tabla 6

Comparativo con beneficio tributario y sin beneficio tributario con el modelo tradicional

Cifras en COP en miles de millones		
Concepto	Con beneficio	Sin beneficio
Inversión	207,6	245
Costo terreno	10,8	10,8
Deuda	166	196
VPN del flujo de caja al <i>equity</i> descontado al K_e	30,0	-21,8
Ebitda promedio anual	29,5	32,7
Capacidad de generación de caja	589	656
LCOE [COP/kWh]	214,18	242,48
K_e	13,5%	13,5%
TIRM	14,8%	10,2%
Período de recuperación	9,8 años	13,7 años

Teniendo en cuenta que el beneficio de la depreciación acelerada impacta los resultados generando pérdidas fiscales, no permite hacer uso del beneficio de la deducción del 50% de la inversión en los primeros años. Una vez finalizado el beneficio de la depreciación acelerada se hace uso de la compensación de las pérdidas, período en el que, de igual manera, no es posible hacer uso de la deducibilidad del 50% de la inversión. Por tal motivo, no se puede explotar al 100% este beneficio. Por lo anterior, se hace necesario que el proyecto forme parte de los resultados de la compañía para que esta pueda explotar los beneficios.

Para simular en el modelo el aprovechamiento del 100% de los beneficios, estos se incluyen como un ingreso en el flujo del *equity*, y así arrojan un VPN de COP 30.000 millones y

una TIRM de 14,8%, que corresponde a la rentabilidad del proyecto, y la inversión es recuperada a los 9,8 años.

Se estructura el modelo *project finance* con los mismos supuestos del modelo tradicional para los costos operacionales, los de administración y el beneficio tributario del IVA. En cuanto a los ingresos, el precio de venta corresponde al LCOE, para el primer período, y para los siguientes se indexan de acuerdo con el crecimiento esperado del 3,5% (anexo 5). Es importante señalar que para el cálculo del LCOE bajo el método *project finance* se adicionan los costos de las cartas de crédito del EPC y del *equity*, y se obtiene un LCOE de COP 255,2.

La deuda que se adquiere corresponde al 80% del total de la inversión, correspondiente a COP 166.000 millones a un período de 15 años y a una tasa DTF 4,25% más un *spread* de 3,60%; es decir, una tasa efectiva mensual vencida (EMV) de 0,64%. Por este motivo, la utilidad antes de impuestos difiere del modelo tradicional, donde el plazo de la deuda es a nueve años, con COP 293.000 millones de utilidad antes de impuestos, y la utilidad antes de impuestos para el método *project finance* corresponde a COP 355.000 millones. En línea con lo anterior, el impuesto de renta por el método *project finance* durante la vida del proyecto es de COP 138.000 millones, mientras que en el método tradicional es de COP 124.000 millones. Finalmente, la utilidad neta para el método tradicional es de COP 168.000 millones, y para el método *project finance* es de COP 216.000 millones, con una diferencia de COP 48.000 millones.

Para el modelo de *project finance* se tienen en cuenta el cubrimiento del riesgo de pago de deuda y el riesgo operativo. Por tanto, se proyecta una reserva para el servicio de la deuda (DSRA, por sus siglas en inglés *debt service reserve account*) de seis meses, y una reserva (O&MRA, por sus siglas en inglés *operation & maintenance reserve account*) de tres meses.

También se tuvo en cuenta el porcentaje del valor del contrato, por 15%; el costo de la carta de crédito anual para el EPC, del 1,5%; y un costo de la carta de crédito anual del *equity*, del 1,5%.

Teniendo en cuenta que el LCOE obtenido en el modelo es de COP 255,2, y que este es considerado como precio de venta, se obtienen unos ingresos de COP 922.000 millones. Respecto al flujo de caja de la deuda, difiere del método tradicional debido a los plazos y a los intereses generados, y tiene como consecuencia un mayor esfuerzo en la caja, de COP 50.000 millones, en el método *project finance* (anexo 6).

El método *project finance* es impactado por la constitución de las reservas del cubrimiento del riesgo de pago del crédito y del riesgo de operación y mantenimiento, por un monto de COP 2.400 millones.

Como se había indicado más arriba, por cuanto el proyecto debe hacer parte de la compañía para explotar todos los beneficios tributarios, principalmente el de la deducibilidad de la renta y la compensación de pérdidas fiscales, el monto correspondiente a estos se incluye como ingreso en el flujo de caja del *equity*, para un total anual de COP 70.000 millones.

Es importante resaltar que el proyecto puede compensar las pérdidas pasados cinco años; sin embargo, teniendo en cuenta que el proyecto hace parte de una compañía, estas pérdidas son absorbidas en cada período, y generan una baja en la carga tributaria correspondiente a la tarifa del impuesto sobre dicha pérdida. Por otra parte, si la compensación de las pérdidas fuera viable para este proyecto a lo largo de su vida útil, esto conduciría a una disminución del valor presente neto (VPN) y a la disminución de la TIRM; es decir, disminuiría la rentabilidad del proyecto.

Al calcular el VPN del flujo de caja del *equity* descontado al Ke (13,05%) sin los beneficios, el resultado es de COP 25.600 millones, y al mismo tiempo se incrementa el LCOE, al pasar a COP 289,6, y hay una disminución de la TIRM, al pasar al 15% (tabla 7).

Tabla 7

Comparativo con beneficio tributario y sin beneficio tributario con el modelo project finance

Concepto	Cifras en COP miles de millones	
	Con beneficio	Sin beneficio
Inversión	207,6	245
Costo terreno	10,8	10,8
Deuda	166	196
VPN del flujo de caja al <i>equity</i> descontado al Ke	64,2	25,6
Ebitda promedio anual	35,9	39,2
Capacidad de generación de caja	701,9	785,04
LCOE [COP/kWh]	255,2	289,6
KE	13,5%	13,5%
TIRM	17,8%	15,0%

De acuerdo con las cifras obtenidas en el modelo, este no puede explotar el 100% de los beneficios tributarios; por tanto, se hace necesario que el proyecto forme parte de los resultados de la compañía para que esta pueda explotar los beneficios.

Se ejecuta el modelo nuevamente incluyendo los beneficios tributarios en el flujo del *equity*, y arroja un VPN de COP 64.200 millones, un LCOE de COP 255,2 y una TIRM de 17,8%. Adicionalmente, se establece la política de dividendos, de forma que, una vez estos sean

distribuidos, el saldo de caja sea igual a cero. Esto con el fin de establecer su comparabilidad con el método tradicional.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se procede a desarrollar la comparación entre el método tradicional y el *project finance*, incluyendo los beneficios tributarios del IVA, la depreciación acelerada de los activos de máximo el 20% anual, la deducibilidad del 50% del valor de la inversión y la compensación de pérdidas en el mismo período fiscal. Los dos últimos ítems fueron incluidos en el flujo de caja del *equity* para ambos modelos. Otro factor de comparación es el LCOE calculado en cada uno de los modelos (tabla 8).

Tabla 8

Comparativo entre el método tradicional y el project finance, incluyendo los beneficios

Concepto	Incluye beneficios	
	Método tradicional	<i>Project finance</i>
LCOE [COP/kWh]	214,18	255,2
VPN del flujo de caja al equity descontado al K_e *	30,0	64,2
TIRM	14,8%	17,8%

* Cifras en COP, en miles de millones.

Para hacer la comparación entre los modelos se calcula el LCOE, teniendo en cuenta la inversión, los costos y la generación de energía durante la vida útil del proyecto. Esta métrica es inferior en el modelo tradicional, debido a que el plazo de la financiación es inferior y, por tanto, los intereses son menores. Adicionalmente, en el modelo *project finance* se incluyen los costos de las cartas de crédito; sin embargo, el LCOE obtenido por el modelo *project finance* es de COP 255,2. Este precio es igual al del mercado de la Bolsa, pero, a su vez, por encima del precio del

mercado regulado y no regulado, lo que conduce a que el precio del proyecto no sea tan competitivo en el mercado de la energía.

Para seleccionar el método de financiación eficiente para llevar a cabo el proyecto de la planta solar, se toma como criterio de selección el menor precio de venta; es decir, el LCOE más bajo, que le permite al generador un mayor margen de maniobrabilidad en el mercado energético. Por tanto, el modelo eficiente corresponde al modelo tradicional, con un LCOE de COP 214,18.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Implementar la energía fotovoltaica contribuye a la meta del país en materia de capacidad instalada de fuentes no convencionales, le aporta en la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, aumenta la generación de energía eléctrica y reduce las importaciones energéticas. Por lo anterior, el Gobierno busca promover el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente las de carácter renovable, y su correspondiente integración al mercado energético, estableciendo para ello incentivos tales como: deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta, de hasta el 50% del valor de las inversiones; depreciación acelerada mínimo en cinco años, es decir, hasta un máximo de un 20% anual; exclusión de bienes y servicios de IVA en la compra de bienes y servicios, nacionales o importados; y exención de gravámenes arancelarios por concepto de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos.

Para el cierre financiero de los proyectos de inversión en plantas de generación fotovoltaica se hace necesario acogerse a los beneficios tributarios anteriormente mencionados, dado que no se recuperaría la inversión y se obtendrían VPN negativos, en parte explicado porque la TIRM quedaría por debajo del costo del *equity* (K_e), estimado en 13,05%. De igual manera, para explotar el 100% de los beneficios tributarios de la deducibilidad del 50% de la inversión y la depreciación acelerada, se hace necesario que el proyecto sea parte de la compañía, la cual puede hacer uso tanto de estos beneficios como de las pérdidas fiscales generadas en los primeros años del proyecto.

Partiendo del supuesto de que el vehículo de propósito especial (SPV) no pudiera transferir los beneficios tributarios a la compañía, se perderían aproximadamente COP2.000

millones, lo que haría inviable el modelo *project finance* para este tipo de proyectos en el país. Por otra parte, el efecto del plazo de la deuda en el modelo de *project finance* permite que el esfuerzo de la caja se disipe en varios períodos, que conllevaría a que el proyecto tuviera un mejor desempeño en el flujo de caja, con su correspondiente impacto en el valor del *equity*.

El LCOE del modelo *project finance* se incrementa debido a que en su cálculo se incluyen los costos de las cartas de crédito y el mayor costo de intereses por el largo plazo del crédito. Para efectos del alcance de este trabajo y para la comparación, se desarrolla un supuesto del mismo costo de deuda.

Se concluye que el método tradicional es viable y que es el método más eficiente para el proyecto de energía solar fotovoltaica, derivado de su LCOE COP 214,18 (calculado sin beneficios tributarios), que se encuentra por debajo del precio de bolsa y del precio de los contratos bilaterales. Esto le permite al generador reducir su riesgo de mercado, dado que puede participar activamente en las negociaciones debido a su precio competitivo. Adicionalmente, con este precio ya está generando un VPN de COP 30.000 millones y una TIR 14,8%, que, comparados con el precio de bolsa, le permite al generador tener un margen de maniobrabilidad de COP 41 \$/kWh, que mejora los resultados del proyecto. Otra posible ventaja del modelo tradicional es que este permite trasladarle de manera directa a la compañía los beneficios tributarios, de tal forma que estos se puedan aprovechar al 100%.

Como limitaciones de la tesina, por cuanto no se pudo establecer un costo estimado para la deuda del modelo *project finance*, por lo cual se utilizó el mismo costo para ambos modelos; sin embargo, al sensibilizar el costo de la deuda aumentando su *spread* en 100 puntos básicos, el LCOE aumenta COP 7,8 \$/kWh; es decir, un 3,08%, que hace más inviable el modelo de *project finance*. Esta sensibilización se hace debido a que, en el mercado, los créditos: a mayor plazo,

mayor tasa. Además, no fue posible establecer si el SPV puede transferirle los beneficios tributarios *al sponsor*.

La recomendación para futuros trabajos relacionados de forma directa con este tema es indagar si el SPV puede transferir los beneficios tributarios otorgados por el Gobierno.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Azuero, F., González, A. C., y Gutiérrez, M. L. (eds. y comp.) (2012). *Tendencias en la administración: Gerencia y academia (Vol. II)*. Uniandes.

Bancolombia (2020). Tabla Macroeconómicos Proyectados. *Informes Trimestrales*.

<https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/capital-inteligente/investigaciones-economicas/publicaciones/tablas-macroeconomicos-proyectados>

Branker, K., Pathak, M.J.M., & Pearce, J.M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4470-4482.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2018). *Resolución No. 030 (26 FEB. 2018)*.

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>

Comisión de Energía y Gas – CREG (2015). Resolución No. 239 de 2015. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general. “Por la cual se adoptan reglas para la participación de las Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC) en el Cargo por Confiabilidad”. *Diario Oficial*, 49.745.

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0f659d8540c92cea05257f30006a55ce?OpenDocument>

Comisión de Energía y Gas – CREG (2005). Resolución No. 114 (07 DIC 2005). Por la cual se pone en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales efectuará el estudio para remunerar los servicios del CND, el ASIC y el LAC. *Diario Oficial*, 46.129.

<http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/cf9c7760575268e90525785a007a6c22?OpenDocument>

Congreso de la República (2014). Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. *Diario Oficial*, 49.150.

http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

Damodaran (2020a). Risk premiums for Other Markets. *Data: Current*.

http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#discrate

Damodaran (2020b). Total Beta By Industry Sector. *Data Current*.

http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#discrate

Presidencia de la República (2019 [1989]). Decreto 624 de 1989. “Por el cual se expide el Estatuto Tributario de los Impuestos Administrados por la Dirección General de Impuestos Nacionales”. *Estatuto Tributario Nacional*. <https://estatuto.co/?e=988>

Esty, B. C., Chavich, C., & Sesia, A. (junio, 2014). An Overview of Project Finance and Infrastructure Finance–2014 Updated. *Harvard Business School Background Note 214-083*. (Revisada en julio de 2014).

<https://www.hbs.edu/faculty/Pages/item.aspx?num=47358>

Financiera de Desarrollo Nacional – FDN (30 de mayo, 2019). FDN comprometida con el apoyo a Energías Renovables para la diversificación de la matriz energética de Colombia. *La Financiera de Desarrollo Nacional aprueba crédito a primer proyecto de Energía Renovable No Convencional que será financiado mediante Project finance* [boletín de prensa].

<https://www.fdn.com.co/sites/default/files/fdncomunicadomayo2019juntadirectiva.pdf>

Franco, N. Y., y Gallego, L. D. (2016). *Project finance Como Estrategia Para Estructurar Proyectos De Infraestructura En Colombia* [tesis de grado, Institución Universitaria Esumer]. Repositorio Institucional. <http://repositorio.esumer.edu.co/handle/esumer/831>

Gatti, S. (2013). *Project finance in Theory and Practice: Designing, Structuring, and Financing Private and Public Projects* (3rd ed). Academic Press. <https://bit.ly/2Vioism>

González, J. D., Rojas, M. D., Arboleda, C. A., y Botero, S. (2014). Project finance y Asociaciones Público-Privada para la provisión de servicios de infraestructura en Colombia. *Obras y Proyectos*, 16, 61-82. <https://doi.org/10.4067/s0718-28132014000200005>

Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 119-132. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2017). *Resolución 2000 del 29 de septiembre de 2017. Por la cual se establece la forma y requisitos para presentar ante la ANLA, las solicitudes de acreditación para obtener la exclusión del impuesto sobre las ventas.* <http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/b7->

[res%202000%20de%202017.pdf](#)

Molina, H., y Del Carpio, J. (2004). Financiamiento de Inversiones Mediante el “Project finance”. *Revista de la Facultad de Ingeniería Industrial*, 7(2), 76-82.

<https://revistasinvestigacion.unmsm.edu.pe/index.php/idata/article/view/6139/5329>

Moreno, N., y Monsalve, C. (2016). *Ventajas de la utilización del project finance para la conformación de proyectos de infraestructura de países en desarrollo: Estudio de casos del sector energético en Colombia* [tesis de Maestría, Universidad Eafit]. Repositorio Institucional.

https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/5309/Nestor_MorenoMeza_Carlos_Humberto_MonsalveLopez_2014_Tesis.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Plan Energético Nacional – PEN (2015). *Colombia: Ideario energético 2050*.

http://www.upme.gov.co/docs/pen/pen_idearioenergetico2050.pdf

Plan Nacional de Desarrollo – PND (2018-2022). *Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad*.

https://leyes.co/se_expide_el_plan_nacional_de_desarrollo_2018-2022/289.htm

Romero, M. (2010). Energía solar fotovoltaica. *Monografías de la construcción*. CEAC.

Ruíz, A., Krumm, A., Schattenhofer, L., Burandt, T., Corral, F., Oberländer, N., & Oei, P.-Y.

(2020). Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market. *Renewable Energy*, 148, 1266-1279.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.066>

Serrano, A. (2019). *Project finance aplicado a energía renovable* [presentación de diapositivas].

Financiera de Desarrollo Nacional – FDN.

https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Finanzas-del-Clima-2019/5.%20Financiaci%C3%B3n%20de%20Proyectos_Andr%C3%A9s%20Serrano_FD_N.pdf

Sols, A., Fernández, I., y Romero, J. (eds.) (2013). Gestión integral de proyectos. *Biblioteca Comillas. Ingeniería, 14*. Universidad Pontificia Comillas.

XM (2020). *Informe General del Mercado Enero 2020*.

https://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/00_General_Mercado_01_2020.pdf

Yescombe, E.R. (2011). *Public – Private Partnerships Principles of Policy and Finance*.

<https://bit.ly/2B0qKgA>

Yescombe, E. R., y Farquharson E. (2018). *Public - Private Partnerships for Infrastructure*.

Principles of policy and finance (2nd ed.). Butterworth-Heinemann. <https://bit.ly/31h5rSD>

Yusupov, B., & Abdullah, A. (2014). Recent Trends in Energy Project Financing in Emerging Markets. *Global Business and Management Research: An International Journal*, 6(4), 319-323. <http://www.gbmrjournal.com/pdf/vol.%206%20no.%204/v6n4-8.pdf>

ANEXOS

Anexo 1

Radiación solar por kWh/m² en diferentes lugares de Colombia

RADIACIÓN HORIZONTAL kWh/m2/Day																
MES	PEREIRA	IBAGUÉ	VALLDUPAR	VILLAVICENCIO	TOLEMAIDA	BARRANQUILLA	CARTAGENA	SANTA MARTA	RIOHACHA	CALI	BOGOTÁ	ARMENIA, COLOMBIA	MANIZALEZ	QUIBDO	MEDELLIN	CLUB CAMPESTRE PEREIRA
Enero	4,20	4,60	5,40	4,80	5,59	5,63	6,04	6,17	5,66	4,05	4,86	4,55	4,34	3,72	4,45	5,18
Febrero	4,40	4,55	5,70	4,50	5,56	5,7	6,28	6,63	5,95	4,28	4,83	4,72	4,51	3,98	4,57	5,15
Marzo	4,20	4,60	5,30	4,38	5,4	5,89	6,46	6,99	6,22	4,37	4,91	4,76	4,49	4,23	4,63	5,11
Abril	4,10	4,60	5,40	4,50	5,11	5,51	6,19	6,84	5,95	4,21	4,65	4,51	4,3	3,8	4,34	4,78
Mayo	3,80	4,55	5,25	4,70	5,14	5,08	5,67	6,23	5,69	4,09	4,72	4,51	4,44	3,93	4,46	4,84
Junio	3,95	4,70	5,38	4,68	5,1	5,24	5,68	6,29	6,22	4,05	4,83	4,59	4,51	3,91	4,63	5,01
Julio	4,20	4,90	5,55	4,60	5,23	5,42	5,85	6,62	6,45	4,34	5	4,92	4,93	4,34	4,97	5,17
Agosto	4,35	5,00	5,38	5,00	5,25	5,36	5,89	6,56	6,38	4,3	5,07	4,97	4,95	4,29	4,93	5,22
Septiembre	4,20	4,85	5,00	5,30	5,4	4,97	5,34	6,04	5,99	4,26	5,03	4,8	4,7	4,05	4,63	5,31
Octubre	4,39	4,65	4,90	5,28	5,41	4,68	4,95	5,59	5,5	3,99	4,7	4,56	4,47	3,86	4,37	4,91
Noviembre	4,20	4,40	5,00	4,78	5,21	4,72	5,04	5,44	5,16	3,89	4,59	4,44	4,3	3,73	4,25	4,82
Diciembre	4,30	4,30	5,18	4,60	5,28	5,04	5,35	5,59	5,12	3,82	4,59	4,37	4,12	3,48	4,16	4,91
Promedio	4,19	4,64	5,29	4,76	5,31	5,26	5,72	6,24	5,85	4,13	4,81	4,64	4,5	3,94	4,53	5,03

Nota: comparativo de la radiación solar de Pereira respecto a diferentes ciudades del país. Información confidencial suministrada por Solar Green

Anexo 2

Estado de resultados Empresa de Energía de Pereira con el modelo tradicional del proyecto de generación de energía fotovoltaica

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Degradación del panel		100%	99,00%	98,00%	97,00%	96,00%	95,00%	95,00%	94,00%	93,00%	92,00%	91,00%	90,00%	89,00%	89,00%	88,00%	87,00%	86,00%	85,00%	85,00%	84,00%
INGRESOS																					
Precio de Venta o Costo de la Red		214	222	229	237	246	254	263	272	282	292	302	313	324	335	347	359	371	384	398	412
Precio de bolsa		256	265	274	284	294	304	314	325	337	349	361	373	386	400	414	429	444	459	475	492
Precio de Venta Convencional		219	226	234	242	251	260	269	278	288	298	309	319	330	342	354	366	379	393	406	420
Total Ingresos = Consumo		22.929	23.494	24.071	24.659	25.259	25.871	26.777	27.422	28.080	28.750	29.433	30.128	30.836	31.916	32.661	33.420	34.193	34.978	36.202	37.028
Resolucion 1081 2016 (Subasta LP)\$Kwh		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Resolucion 1081 2016 (Subasta LP)		10.170	10.069	9.967	9.865	9.763	9.662	9.662	9.560	9.458	9.357	9.255	9.153	9.052	9.052	8.950	8.848	8.746	8.645	8.645	8.543
Total Ingresos		33.099	33.563	34.038	34.525	35.023	35.533	36.438	36.982	37.538	38.107	38.688	39.282	39.888	40.967	41.611	42.269	42.939	43.623	44.847	45.571
COSTOS																					
Arrendamiento																					
AOM		2.077	2.149	2.224	2.302	2.383	2.466	2.553	2.642	2.734	2.830	2.929	3.032	3.138	3.248	3.361	3.479	3.601	3.727	3.857	3.992
CND -SIC - ARRANQUE Y PARADA		50	52	54	55	57	59	61	64	66	68	71	73	76	78	81	84	87	90	93	96
Costo Transferencias Artículo 289 PND 20		229	235	241	247	253	259	268	274	281	288	294	301	308	319	327	334	342	350	362	370
Cambio Inversor (cada 10 años)																					
CERE		6.423	6.359	6.295	6.231	6.166	6.102	6.102	6.038	5.974	5.909	5.845	5.781	5.717	5.717	5.653	5.588	5.524	5.460	5.460	5.396
Capacidad de respaldo		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GMF	831	85	80	76	71	66	60	79	75	70	69	71	68	69	70	71	72	73	74	76	77
Depreciación Acelerada		39.360	39.360	39.360	39.360	39.360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación Lineal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439
Total Costos	831	48.224	48.236	48.250	48.266	48.285	8.947	9.063	9.093	9.125	9.164	12.649	12.694	12.746	12.871	12.932	12.996	13.066	13.139	13.286	13.370
EBITDA		24.236	24.688	25.148	25.619	26.098	26.586	27.376	27.889	28.413	28.942	29.477	30.027	30.580	31.535	32.119	32.711	33.312	33.922	34.999	35.640
UTILIDAD OPERACIONAL	-831	-15.125	-14.673	-14.212	-13.742	-13.263	26.586	27.376	27.889	28.413	28.942	26.038	26.588	27.142	28.097	28.680	29.272	29.873	30.483	31.560	32.201
NO OPERACIONALES																					
Intereses		12.367	11.302	10.152	8.911	7.569	6.121	4.557	2.867	1.042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total No Operacionales		12.367	11.302	10.152	8.911	7.569	6.121	4.557	2.867	1.042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	-831	-27.491	-25.975	-24.364	-22.652	-20.832	20.465	22.819	25.022	27.371	28.942	26.038	26.588	27.142	28.097	28.680	29.272	29.873	30.483	31.560	32.201
Impuesto de Renta		0	0	0	0	0	6.140	6.846	7.507	8.211	8.683	7.812	7.976	8.143	8.429	8.604	8.782	8.962	9.145	9.468	9.660
UTILIDAD NETA	-831	-27.491	-25.975	-24.364	-22.652	-20.832	14.326	15.973	17.516	19.159	20.260	18.227	18.611	18.999	19.668	20.076	20.491	20.911	21.338	22.092	22.541

Nota: estado de resultados con el modelo convencional para el proyecto de generación de energía fotovoltaica de la empresa Energía de Pereira, contemplando los beneficios otorgados por la Ley 1715.

Anexo 3

Flujo de caja con el modelo tradicional del proyecto de generación de energía fotovoltaica de empresa la de Energía de Pereira

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujo de Tesorería																					
Saldo inicial	0	0	0	0	0	0	430	0	0	0	0	0	21.666	43.716	66.154	89.260	112.775	136.704	161.055	185.832	211.363
Ingresos	0	33.099	33.563	34.038	34.525	35.023	35.533	36.438	36.982	37.538	38.107	38.688	39.282	39.888	40.967	41.611	42.269	42.939	43.623	44.847	45.571
Aporte de socios	42.362	1.433	981	520	50	0	4.792	5.138	5.285	5.466	14.128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endeudamiento	166.125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor remanente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total ingresos	208.487	34.532	34.544	34.558	34.574	35.023	40.754	41.577	42.268	43.005	52.235	38.688	60.947	83.604	107.121	130.872	155.044	179.643	204.677	230.679	256.934
Egresos Operacionales	831	8.864	8.875	8.889	8.906	8.925	8.947	9.063	9.093	9.125	9.164	9.211	9.255	9.307	9.432	9.493	9.558	9.627	9.700	9.848	9.932
Intereses	0	12.367	11.302	10.152	8.911	7.569	6.121	4.557	2.867	1.042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización Deuda Capital	0	13.302	14.366	15.516	16.758	18.099	19.547	21.112	22.801	24.626	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impuestos	0	0	0	0	0	0	6.140	6.846	7.507	8.211	8.683	7.812	7.976	8.143	8.429	8.604	8.782	8.962	9.145	9.468	9.660
CAPEX	207.657										34.388										0
Beneficio renta (Deducible 50% Vr. Inversion)																					
Total egresos	208.487	34.532	34.544	34.558	34.574	34.593	40.754	41.577	42.268	43.005	52.235	17.022	17.231	17.450	17.861	18.097	18.339	18.589	18.845	19.316	19.592
Saldo de caja	0	0	0	0	0	430	0	0	0	0	0	21.666	43.716	66.154	89.260	112.775	136.704	161.055	185.832	211.363	237.342
Aportes de socios																					
Inicial	41.531	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Necesidades de caja	831	1.433	981	520	50	0	4.792	5.138	5.285	5.466	14.128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	42.362	1.433	981	520	50	0	4.792	5.138	5.285	5.466	14.128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rotación CxC	30																				
Rotación CxP	60																				
KTNO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CxC	2.721	2.759	2.798	2.838	2.879	2.921	2.995	3.040	3.085	3.535	4.293	3.180	5.009	6.872	8.804	10.757	12.743	14.765	16.823	18.960	
(-) CxP	-1.457	-1.459	-1.461	-1.464	-1.467	-1.471	-1.490	-1.495	-1.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KTNO	1.263	1.300	1.336	1.374	1.411	1.450	1.505	1.545	1.585	3.535	4.293	3.180	5.009	6.872	8.804	10.757	12.743	14.765	16.823	18.960	
Δ KTNO	1.263	36	37	37	37	38	38	55	40	40	1.949	759	-1.113	1.830	1.862	1.933	1.952	1.987	2.022	2.058	2.137
Recuperación del KTNO																					
Flujo de caja libre	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Utilidad Operativa	-831	-15.125	-14.673	-14.212	-13.742	-13.263	26.586	27.376	27.889	28.413	28.942	26.038	26.588	27.142	28.097	28.680	29.272	29.873	30.483	31.560	32.201
Impuestos Aplicados	0	0	0	0	0	0	7.976	8.213	8.367	8.524	8.683	7.812	7.976	8.143	8.429	8.604	8.782	8.962	9.145	9.468	9.660
UODI	-831	-15.125	-14.673	-14.212	-13.742	-13.263	18.610	19.163	19.523	19.889	20.260	18.227	18.611	18.999	19.668	20.076	20.491	20.911	21.338	22.092	22.541
Depreciaciones	0	39.360	39.360	39.360	39.360	39.360	0	0	0	0	0	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439
Δ KTNO	0	-1.263	-36	-37	-37	-38	-38	-55	-40	-40	-1.949	-759	1.113	-1.830	-1.862	-1.933	-1.952	-1.987	-2.022	-2.058	-2.137
CAPEX	-207.657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34.388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCL	-208.487	22.972	24.651	25.112	25.581	26.060	18.572	19.108	19.483	19.849	-16.078	20.907	23.164	20.608	21.244	21.582	21.977	22.364	22.755	23.474	23.842

Nota: flujo de caja con el modelo convencional para el proyecto de generación de energía fotovoltaica de la empresa Energía de Pereira, contemplando los beneficios otorgados por la Ley 1715.

Anexo 4

Flujo de caja de la deuda y del accionista con el modelo tradicional del proyecto de generación de energía fotovoltaica

Flujo de caja de la deuda																					
Endeudamiento	-166.125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abono a capital	0	13.302	14.366	15.516	16.758	18.099	19.547	21.112	22.801	24.626	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses	0	12.367	11.302	10.152	8.911	7.569	6.121	4.557	2.867	1.042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCD	-166.125	25.668	25.668	25.668	25.668	25.668	25.668	25.668	25.668	25.668	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja del Accionista																					
FCA antes de Beneficios	-42.362	-2.696	-1.017	-556	-87	392	-7.096	-6.561	-6.185	-5.819	-16.078	20.907	23.164	20.608	21.244	21.582	21.977	22.364	22.755	23.474	23.842
Beneficios Ley 1715 y Perdida Fiscal		42.022	8.052	7.309	6.796	6.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCA	-42.362	39.326	7.035	6.753	6.709	6.641	-7.096	-6.561	-6.185	-5.819	-16.078	20.907	23.164	20.608	21.244	21.582	21.977	22.364	22.755	23.474	23.842

Nota: flujo de caja de la deuda y del accionista con el modelo convencional para el proyecto de generación de energía fotovoltaica de la empresa Energía de Pereira, contemplando los beneficios otorgados por la Ley 1715.

Anexo 5

Estado de resultados con el modelo project finance del proyecto de generación de energía fotovoltaica

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos regulados	0	27.321	27.994	28.681	29.382	30.097	30.826	31.905	32.674	33.458	34.257	35.070	35.899	36.742	38.028	38.917	39.822	40.742	41.677	43.136	44.120
Ingresos no regulados	0	10.170	10.069	9.967	9.865	9.763	9.662	9.662	9.560	9.458	9.357	9.255	9.153	9.052	9.052	8.950	8.848	8.746	8.645	8.645	8.543
Ingresos por construcción	207.657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34.388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total ingresos	207.657	37.491	38.063	38.648	39.248	39.861	40.488	41.567	42.234	42.916	78.001	44.325	45.052	45.794	47.080	47.867	48.670	49.488	50.322	51.781	52.663
Costos operativos	0	2.077	2.149	2.224	2.302	2.383	2.466	2.553	2.642	2.734	2.830	2.929	3.032	3.138	3.248	3.361	3.479	3.601	3.727	3.857	3.992
Mantenimiento periódico	0	6.787	6.726	6.665	6.604	6.542	6.480	6.510	6.451	6.391	6.334	6.281	6.223	6.170	6.184	6.131	6.079	6.026	5.974	5.990	5.939
Contraprestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos por construcción	207.657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34.388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total costos	207.657	8.864	8.875	8.889	8.906	8.925	8.947	9.063	9.093	9.125	43.552	9.211	9.255	9.307	9.432	9.493	9.558	9.627	9.700	9.848	9.932
Utilidad bruta	0	28.627	29.187	29.759	30.342	30.936	31.541	32.504	33.142	33.791	34.449	35.115	35.797	36.487	37.648	38.374	39.112	39.861	40.621	41.933	42.732
Margen bruto	0%	76%	77%	77%	77%	78%	78%	78%	78%	79%	44%	79%	79%	80%	80%	80%	80%	81%	81%	81%	81%
Gastos de administración	831	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBITDA	-831	28.627	29.187	29.759	30.342	30.936	31.541	32.504	33.142	33.791	34.449	35.115	35.797	36.487	37.648	38.374	39.112	39.861	40.621	41.933	42.732
Margen EBITDA	0%	76%	77%	77%	77%	78%	78%	78%	78%	79%	44%	79%	79%	80%	80%	80%	80%	81%	81%	81%	81%
Amortizaciones y depreciaciones	0	39.360	39.360	39.360	39.360	39.360	0	0	0	0	0	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439	3.439
Utilidad operacional	-831	-10.733	-10.173	-9.602	-9.019	-8.425	31.541	32.504	33.142	33.791	34.449	31.676	32.358	33.048	34.209	34.935	35.673	36.422	37.183	38.494	39.293
Margen operativo	0%	-29%	-27%	-25%	-23%	-21%	78%	78%	78%	79%	44%	71%	72%	72%	73%	73%	73%	74%	74%	74%	75%
Gastos financieros		12.617	12.128	11.599	11.028	10.411	9.745	9.026	8.249	7.410	6.504	5.525	4.468	3.326	2.093	761	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	-831	-23.350	-22.301	-21.201	-20.047	-18.836	21.796	23.478	24.893	26.381	27.945	26.151	27.891	29.722	32.117	34.175	35.673	36.422	37.183	38.494	39.293
Impuesto	0	0	0	0	0	0	6.539	7.043	7.468	7.914	8.384	7.845	8.367	8.917	9.635	10.252	10.702	10.927	11.155	11.548	11.788
Utilidad neta	-831	-23.350	-22.301	-21.201	-20.047	-18.836	15.257	16.435	17.425	18.467	19.562	18.306	19.523	20.805	22.482	23.922	24.971	25.496	26.028	26.946	27.505
Margen neto	0%	-62%	-59%	-55%	-51%	-47%	38%	40%	41%	43%	25%	41%	43%	45%	48%	50%	51%	52%	52%	52%	52%

Nota: estado de resultados con el modelo *project finance* para el proyecto de generación de energía fotovoltaica de la empresa Energía de Pereira, contemplando los beneficios otorgados por la Ley 1715.

Anexo 6

Flujo de caja con el modelo project finance del proyecto de generación de energía fotovoltaica

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
EBITDA	-831	28.627	29.187	29.759	30.342	30.936	31.541	32.504	33.142	33.791	34.449	35.115	35.797	36.487	37.648	38.374	39.112	39.861	40.621	41.933	42.732
Δ Cuentas por cobrar	0	-2.721	-38	-39	-40	-41	-42	-74	-45	-46	-47	-48	-49	-50	-89	-53	-54	-55	-56	-101	-60
Δ Cuentas por pagar	0	1.457	2	2	3	3	4	19	5	5	5.659	-5.645	7	9	20	10	11	11	12	24	14
Variación de capital de trabajo	0	-1.263	-36	-37	-37	-38	-38	-55	-40	-40	5.613	-5.693	-41	-41	-68	-43	-43	-44	-44	-76	-46
Impuestos	0	0	0	0	0	0	0	-6.539	-7.043	-7.468	-7.914	-8.384	-7.845	-8.367	-8.917	-9.635	-10.252	-10.702	-10.927	-11.155	-11.548
Flujo de caja de la operación	-831	27.364	29.151	29.722	30.304	30.898	31.503	25.910	26.058	26.283	32.147	21.038	27.910	28.078	28.663	28.696	28.816	29.115	29.651	30.702	31.138
Inversión en el activo intangible	-207.657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34.388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja de la inversión	-207.657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34.388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desembolsos de deuda	166.125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de deuda	0	-6.117	-6.606	-7.135	-7.706	-8.323	-8.989	-9.708	-10.485	-11.324	-12.231	-13.210	-14.267	-15.409	-16.642	-17.973	0	0	0	0	0
Gastos financieros	0	-12.617	-12.128	-11.599	-11.028	-10.411	-9.745	-9.026	-8.249	-7.410	-6.504	-5.525	-4.468	-3.326	-2.093	-761	0	0	0	0	0
Flujo de caja de la deuda	166.125	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	-18.734	0	0	0	0	0
Δ DSRA	0	-9.367	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.367	0	0	0	0
Δ O&MRA	0	-2.216	-3	-4	-4	-5	-5	-29	-7	-8	-10	-12	-11	-13	-31	-15	-16	-17	-18	-37	-21
Flujo de caja para las reservas	0	-11.583	-3	-4	-4	-5	-5	-29	-7	-8	-10	-12	-11	-13	-31	-15	9.351	-17	-18	-37	-21
Aportes de equity	42.362	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos repartidos	0	-39.069	-18.466	-18.293	-18.361	-18.408	-12.763	-7.147	-7.317	-7.541	20.985	-2.292	-9.165	-9.331	-9.898	-9.947	-38.167	-29.098	-29.632	-30.665	-31.117
Beneficios Ley 1715 y Pérdida Fiscal	42.022	8.052	7.309	6.796	6.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo del equity	42.362	2.954	-10.414	-10.984	-11.566	-12.159	-12.763	-7.147	-7.317	-7.541	20.985	-2.292	-9.165	-9.331	-9.898	-9.947	-38.167	-29.098	-29.632	-30.665	-31.117
Flujo de caja de la financiación	208.487	-15.781	-29.148	-29.719	-30.300	-30.893	-31.498	-25.881	-26.051	-26.275	2.251	-21.026	-27.899	-28.065	-28.632	-28.681	-38.167	-29.098	-29.632	-30.665	-31.117
Flujo de caja del periodo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caja inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caja final	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota: flujo de caja con el modelo *project finance* para el proyecto de generación de energía fotovoltaica de la empresa Energía de Pereira, contemplando los beneficios otorgados por la Ley 1715.